

中海油辽宁天然气有限责任公司

长输管道（98km）储运天然气

安全评价报告

（备案稿）

辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司

资质证书编号：APJ-（辽）-009

2026 年 9 月 30 日

力康咨询
LIKANG CONSULTING

LK2026AX0175

中海油辽宁天然气有限责任公司

长输管道（98km）储运天然气

安全评价报告

法定代表人：严匡武

技术负责人：杨文涛

项目负责人：韩剑通

2026 年 9 月 30 日

（安全评价机构公章）

力康咨询 LIKANG CONSULTING

力康咨询
LIKANG CONSULTING

评价人员

评价单位	辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司					
项目名称	中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气安全评价报告					
评价人员	姓　名	资格证书编号/ 资格证管理号	从业登记编号/执业证号	资格等级	专业能力	签　字
项目负责人	韩剑通	1800000000200338	022734	二级	安全	
项目组成员	朱江	03320251021000000441	21260451838	三级	电气	
	孙久冰	03320241021000000875	21250411652	三级	油气储运	
	姬永强	20231004641000004320	19240377114	三级	工艺设备与控制	
	张宏伟	0800000000101384	004141	一级	自动化（仪表）	
	刘海军	0058570	22100099154	三级	防腐	
报告编制人	韩剑通	1800000000200338	022734	二级	安全	
报告审核人	徐德庆	0800000000203009	013470	二级	安全	
过程控制负责人	苏鑫	1700000000300467	031621	三级	安全	
技术负责人	杨文涛	1800000000100084	026697	一级	油气储运	

力康咨询 LIKANG CONSULTING

力康咨询
LIKANG CONSULTING

前　言

中海油辽宁天然气有限责任公司位于营口仙人岛能源化工区。法定代表人为张连志，公司类型为有限责任公司（法人独资）。公司经营范围为燃气生产、管网建设和供应，石油天然气工程设计与开发，石油天然气及副产品加工、储运、销售，代理液化天然气（LNG）及相关产品，新能源和可再生能源的研究与开发，石油天然气相关设备和技术及劳务的进出口业务，设备设施租赁、房屋租赁和天然气装卸车作业服务。

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道始于其仙人岛厂区（首站），止于大石桥分输站（末站），线路全长约 98km，沿线设置 8 座阀室，途经仙人岛能源化工区、盖州市、鲅鱼圈区、营口市沿海产业基地、营口市中小企业园区、老边区和大石桥市。中海油辽宁天然气有限责任公司于 2023 年 10 月 16 日取得营口市行政审批局颁发的危险化学品经营许可证（辽营危化经字〔2023〕100102），许可经营范围为长输管道（98km）储运天然气。

根据《中华人民共和国安全生产法》、《危险化学品安全管理条例》和《危险化学品经营许可证管理办法》的有关规定，该经营许可证有效期为 3 年。经营单位在经营许可证有效期满后继续从事危险化学品经营活动，应在许可证有效期满 3 个月前向原发证机关提出延期申请。中海油辽宁天然气有限责任公司特委托辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司对其长输管道（98km）储运天然气进行安全评价。

辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司接受委托后，本着科学、严谨、公正、规范的原则，委派相关专业的安全评价人员，成立评价小组，评价小组通过现场调研和对相关资料的搜集，结合作业现场实际运行情况，

力康咨询 LIKANG CONSULTING

运用安全系统工程的方法对评价对象存在的危险、有害因素进行识别，并评价其危险程度，评价其安全生产条件的符合性，并通过提出合理可行的安全对策措施及建议，使生产过程中存在的风险控制在可接受的程度之内。根据《安全评价通则》，编制完成《中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气安全评价报告》。

力康咨询
LIKANG CONSULTING

目　录

1 概述 1

1. 1 评价目的 1

1.2 评价依据 1

1.3 评价范围 10

1.4 评价程序 1

2 建设单位及项目概况 2

2.1 建设单位概况 2

2.2 被评价对象概况 2

2.3 选址及总平面布置 3

2.4 自然、地质条件 15

2.5 工艺与设备 17

2.6 输气管线 27

2.7 公用工程 41

2.8 安全管理 47

3 危险、有害因素辨识分析 58

3.1 危险、有害因素辨识依据 58

3.2 物料的危险有害因素分析汇总 58

3.3 生产工艺过程危险因素分析 61

3.4 管线腐蚀和管线破裂危险有害因素辨析 67

3.5 自然灾害影响分析 70

3.6 社会环境危险分析 72

力康咨询 LIKANG CONSULTING

3.7 安全管理危险因素分析 74
3.6 重大危险源辨识 76
4 评价单元划分及评价方法选择 77
4.1 单元划分原则 77
4.2 评价单元划分和评价方法选择 78
4.3 评价方法简介 78
5 定性、定量评价 81
5.1 站场单元 81
5.2 输气管道单元 85
5.3 公辅设施单元 98
5.4 安全管理单元 103
5.5 重大生产安全事故隐患单元 108
6 安全对策措施与建议 111
6.1 应重点落实建议 111
6.2 提升建议 113
7 评价结论 115
7.1 主要危险有害因素评价结果 115
7.2 定性定量分析结果 115
7.3 安全评价结论 116

1 概述

1.1 评价目的

本次安全现状评价的目的是查找、分析和预测长输管道存在的危险、有害因素及可能导致的危险、危害后果和程度，对其安全条件的现状和符合性做出评价，对查找出的事故隐患提出合理可行的治理对策措施，提高企业的本质安全程度，指导危险源监控、事故预防和隐患整改。为企业加强安全生产管理、完善安全保障条件提供指导性帮助。

1.2 评价依据

1.2.1 国家法律

（1）《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令〔2014〕第十三号修正，主席令〔2021〕第八十八号修正）

（2）《中华人民共和国劳动法》（中华人民共和国主席令〔1994〕第二十八号，主席令〔2009〕第十八号修正，主席令〔2018〕第二十四号修正）

（3）《中华人民共和国劳动合同法》（中华人民共和国主席令〔2007〕第六十五号，主席令〔2012〕第七十三号修正）

（4）《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令〔2008〕第六号，主席令〔2019〕第二十九号修正，主席令〔2021〕第八十一号修正）

（5）《中华人民共和国防震减灾法》（中华人民共和国主席令〔2008〕第七号）

（6）《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令〔2014〕第九号）

（7）《中华人民共和国特种设备安全法》（中华人民共和国主席令〔2013〕第四号）

（8）《中华人民共和国气象法》（中华人民共和国主席令〔1999〕第二十三号，主席令〔2009〕第十八号修正，主席令〔2014〕第十四号修正，主席令〔2016〕第五十七号修正）

（9）《中华人民共和国突发事件应对法》（中华人民共和国主席令〔2024〕第二十五号）

（10）《中华人民共和国危险化学品安全法》（中华人民共和国主席令〔2025〕第六十四号）

（11）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令〔2010〕第三十号）

1.2.2 行政法规

（1）《生产安全事故应急条例》（中华人民共和国国务院令〔2019〕第 708 号）

（2）《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令〔2011〕第 591 号，国务院令〔2013〕第 645 号）

（3）《工伤保险条例》（中华人民共和国国务院令〔2003〕第 375 号，国务院令〔2010〕第 586 号修正）

（4）《特种设备安全监察条例》（中华人民共和国国务院令〔2003〕第 373 号，国务院令〔2009〕第 549 号修正）

（5）《生产安全事故报告和调查处理条例》（中华人民共和国国务院

令〔2007〕第 493 号）

1.2.3 部门规章

（1）《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕第 136 号）

（2）《生产安全事故应急预案管理办法》(国家安全生产监督管理总局令〔2016〕第 88 号，中华人民共和国应急管理部令〔2019〕第 2 号修正)

（3）《生产经营单位安全培训规定》(国家安全生产监管总局令〔2006〕第 3 号，国安监令〔2013〕第 63 号第一次修正，国安监令〔2015〕第 80 号修正）

（4）《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令〔2007〕第 16 号）

（5）《安全生产培训管理办法》(国家安全生产监督管理总局令〔2012〕第 44 号，国安监局令〔2015〕第 80 号修正）

（6）《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（应急管理部令〔2025〕19 号）

（7）《防雷减灾管理办法》（中国气象局令〔2025〕44 号）

（8）《特种设备作业人员监督管理办法》（国家质量监督检验检疫总局令〔2011〕第 140 号）

（9）《危险化学品经营许可证管理办法》（国家安全生产监督管理总局令〔2012〕第 55 号，国安监局令〔2015〕第 79 号修正）

（10）《特别管控危险化学品目录》（应急管理部 工业和信息化部 公

安部交通运输部公告〔2020 年〕第 1 号）

1.2.4 规范性文件

（1）《危险化学品目录（2015 年版）》（国家安全生产监督管理总局等十部委公告〔2015〕第 5 号，应急部公告〔2015〕8 号修正，应急部公告〔2022〕第 8 号修正，应急管理部等 10 部门公告〔2026〕第 3 号补充）

（2）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令〔2023〕第 7 号）

（3）《特种设备目录》（国家质检总局公告〔2014〕114 号）

（4）《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号）

（5）《用人单位劳动防护用品管理规范》（安监总厅安健〔2018〕3 号）

（6）《应急管理部办公厅关于印发有限空间作业安全指导手册和 4 个专题系列折页的通知》（应急厅函〔2020〕299 号）

（7）《国家安全监管总局关于印发<淘汰落后安全技术装备目录（2015 年第一批）>的通知》（安监总科技〔2015〕75 号）

（8）《国家安全监管总局关于印发<淘汰落后安全技术工艺、设备目录（2016 年）>的通知》（安监总科技〔2016〕137 号）

（9）《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015 年第二批）的通知》（安监总科技〔2015〕109 号）

（10）《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录

的通知》（安监总管三〔2011〕95 号）

（11）《关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》（国家安全生产监督管理总局 安监总厅管三〔2011〕142 号）

（12）《国家安全监管总局等八部门关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管三〔2017〕138 号）

1.2.5 地方性法规、规章、规范性文件

（1）《辽宁省安全生产条例》（辽宁省人民代表大会常务委会公告〔2017〕第 64 号，辽宁省人大常委会公告〔2020〕第 47 号修正，辽宁省人大常委会公告〔2022〕第 92 号修正，辽宁省人大常委会公告〔2025〕第 34 号修正）

（2）《辽宁省消防条例》（辽宁省人民代表大会常务委员会公告〔2012〕第 53 号，辽宁省届人大常委会公告〔2020〕第 47 号修正，辽宁省人大常委会公告〔2022〕第 103 号修正）

（3）《辽宁省突发事件应对条例》（辽宁省人民代表大会常务委会公告〔2009〕第 17 号，辽宁省人大常委会公告〔2020〕第 47 号修正）

（4）《辽宁省防震减灾条例》（辽宁省人民代表大会常务委员会公告〔2011〕第 40 号）

（5）《辽宁省雷电灾害防御管理规定》（辽宁省人民政府令〔2007〕第 180 号，辽宁省人民政府令〔2018〕第 324 号修正）

（6）《辽宁省企业安全生产主体责任规定》（辽宁省人民政府令〔2011〕264 号，辽宁省人民政府令〔2021〕第 341 号修正）

（7）《省发展改革委关于印发<辽宁省油气输送管道保护范围内施工管

理办法>的通知》（辽发改能源〔2019〕666 号）

（8）《省发展改革委关于印发<辽宁省油气输送管道巡护管理办法>的通知》（辽发改能源〔2019〕665 号）

1.2.6 国家标准

（1）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）

（2）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）

（3）《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB 50369-2014）

（4）《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T 0048-2025）

（5）《石油天然气建设工程施工质量验收规范 管道穿跨越工程》（SY4207-2007）

（6）《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）

（7）《油气输送管道穿越工程施工规范》（GB50424-2015）

（8）《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21148-2017）

（9）《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）

（10）《视频安防监控系统技术要求》（GA/T 367-2001）

（11）《油气输送管道完整性管理规范》（GB 32167-2015）

（12）《压力管道定期检验规则-长输管道》（TSG D7003-2022）

（13）《压力管道规范 长输管道》（GB/T 34275-2024）

（14）《固定式压力容器安全技术监察规程（第 1 号修改单）》（TSG21-2016/XG1-2020）

（15）《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》（GB/T50538-2010）

（16）《油气输送管道风险评价导则》（SY/T 6859-2020）

（17）《石油天然气站场阴极保护技术规范》（SY/T 6964-2013）

（18）《输油气管道工程安全仪表系统设计规范》（SY/T 6966-2023）

（19）《石油天然气管道安全规范》（SY/T 6186-2020）

（20）《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）

（21）《低压配电设计规范》（GB50054-2011）

（22）《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》（GB50168-2018）

（23）《石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求》（GA 1166-2014）

（24）《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）

（25）《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）

（26）《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2017）

（27）《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）

（28）《消防设施通用规范》（GB55036-2022）

（29）《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）

（30）《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB 50016-2014）

（31）《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）

（32）《生产安全事故分类与编码》（GB 6441-2025）

（33）《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）

（34）《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）

（35）《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）

（36）《手提式灭火器》（GB4351-2023）

（37）《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）

（38）《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010）

（39）《建筑工程抗震设防分类标准》（GB 50223-2008）

（40）《室外给水设计标准》（GB 50013-2018）

（41）《建筑照明设计标准》（GB/T 50034-2024）

（42）《供配电系统设计规范》（GB 50052-2009）

（43）《低压配电设计规范》（GB 50054-2011）

（44）《综合布线系统工程设计规范》（GB50311-2016）

（45）《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》（GB 50169-2016）

（46）《剩余电流动作保护装置安装和运行》（GB/T13955-2017）

（47）《系统接地的形式及安全技术要求》（GB 14050-2008）

（48）《防止静电事故通用要求》（GB 12158-2024）

（49）《生产设备安全卫生设计总则》（GB 5083-2023）

（50）《生产过程安全基本要求》（GB 12801-2025）

（51）《安全色和安全标志》（GB 2894-2025）

（52）《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974-2014）

（53）《用电安全导则》（GB/T 13869-2017）

（54）《工作场所有害因素职业接触限值 第1部分：化学有害因素》（GBZ 2.1-2019/XG1-2022/XG2-2024）

（55）《工作场所有害因素职业接触限值 第2部分：物理因素》（GBZ 2.2-2007）

（56）《石油天然气工程可燃气体和有毒气体检测报警系统安全规范》（SY/T 6503-2022）

（57）《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T 0086-2020）

（58）《石油化工静电接地设计规范》（SH/T 3097-2017）

（59）《石油化工装置防雷设计规范（2022版）》（GB50650-2011）

（60）《安全评价通则》（AQ 8001-2007）

（61）《外壳防护等级（IP代码）》（GB/T 4208-2017）

（62）《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）

（63）《油气长输管道突发事件应急预案编制规范》（SY/T 7412-2018）

（64）《陆上油气长输管道人员密集型高后区辨识与管理》（GB46767-2025）

1.2.7 技术文件和有关资料

1、《中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气安全评价报告》（沈阳万益安全科技有限公司，2023.10.8）

2、建设单位提供的其他资料

1.3 评价范围

本次安全评价的对象为中海油辽宁天然气有限责任公司仙人岛厂区首站系统、大石桥分输站及 98km 长输管道及阀室。

1、首站系统

包括首站工艺区、发球区和设置在办公楼内的调度控制中心。

2、大石桥分输站

包括工艺区、加臭装置、控制室、放空管、宿舍食堂和门卫。

3、98km 长输管道及阀室

长输道起始于仙人岛厂区的首站系统，止于大石桥分输站（末站），全长约 98km，设计压力为 1.6MPa，采用Φ406.4mm×8.7mm/9.5mm X42M 螺旋缝埋弧焊钢管。沿线设置鲅鱼圈南分输阀室、信义分输阀室、鲅鱼圈北分输阀室、盖州分输阀室、北海分输阀室、沿海分输阀室、中小园分输阀室和老边分输阀室。

具体评价内容包括首站、末站系统、阀室的周边环境及总平面布置；管道线路走向、敷设、穿越、输送工艺、控制系统、附属设施；依托天然气液化厂的配套公辅工程及安全管理。

中海油辽宁天然气有限责任公司天然气液化厂停产装置（气化装置区、液化装置区、LNG 卸车及 LNG 储罐停产）不在本次评价范围，天然气液化厂内其他建构筑物不在本次评价范围，天然气液化厂内 CNG 调峰母站不在本次评价范围。大石桥分输站及阀室下游管道不在评价范围。仙人岛直供气

干管不在评价范围。

力康咨询
LIKANG CONSULTING

1.4 评价程序

安全现状评价程序为：前期准备；辨识与分析危险、有害因素；划分评价单元；定性、定量评价；提出安全对策措施建议；做出评价结论；编制安全现状评价报告等。本次安全现状评价工作程序如图 1.4-1 所示。

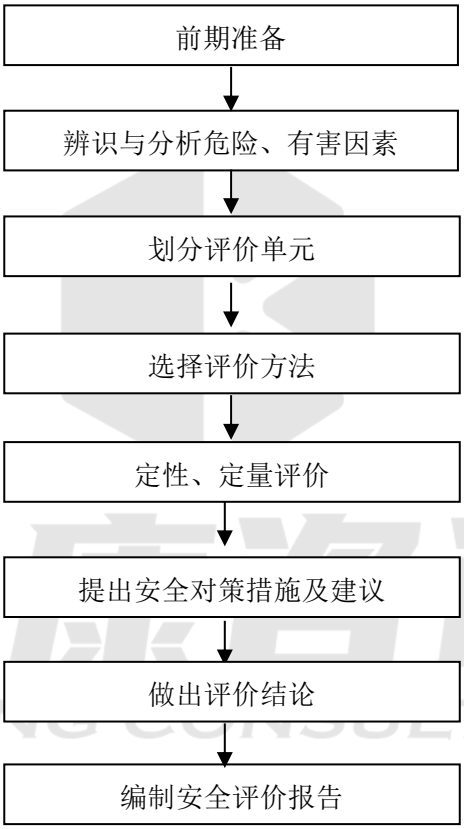

图 1.4-1　安全现状评价程序框图

力康咨询 LIKANG CONSULTING

2 建设单位及项目概况

2.1 建设单位概况

中海油辽宁天然气有限责任公司位于营口仙人岛能源化工区。法定代表人为张连志，公司类型为有限责任公司（法人独资）。公司经营范围为燃气生产、管网建设和供应，石油天然气工程设计与开发，石油天然气及副产品加工、储运、销售，代理液化天然气（LNG）及相关产品，新能源和可再生能源的研究与开发，石油天然气相关设备和技术及劳务的进出口业务，设备设施租赁、房屋租赁和天然气装卸车作业服务。（以上经营范围涉及许可证或资质证书的凭许可证及资质证书经营）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动），统一社会信用代码为 91210881696162l626。

2.2 被评价对象概况

仙人岛厂区接收上游营口终端天然气处理厂的天然气，进入厂内首站工艺区，其中一路经调压、计量分别进入输气管道（长输管道，即本项目）和仙人岛直供气干管（不在评价范围），另一路经计量进至液化装置区（已停产）。

长输管道（98km）储运天然气项目包括首站系统、大石桥分输站、长输管道及阀室。

首站系统位于仙人岛厂区内，为五级站场，主要包括首站工艺区、发球区和调度控制中心，首站系统设置发球区，可定期对输气管道进行清管、测径等作业。

大石桥分输站（末站）为五级站场，设有工艺区、控制室、门卫、宿舍

及食堂，具备收球功能。

长输管道起始于仙人岛厂区首站系统，止于大石桥分输站，全长约 98km，输气规模为 3.74×$10^8$$m^3$/a，采用Φ406.4mm×8.7mm/9.5mm ×42m 螺旋缝埋弧焊钢管，设计压力为 1.6MPa。

管道沿线经过仙人岛能源化工区、盖州市、鲅鱼圈区、营口市沿海产业基地、营口市中小企业园区、老边区和大石桥市，设置鲅鱼圈南分输阀室、鲅鱼圈北分输阀室、盖州分输阀室、北海分输阀室、沿海分输阀室、信义分输阀室、老边分输阀室和中小园分输阀室，各分输阀室均为五级站场。

中海油辽宁天然气有限责任公司现有巡线管理人员 4 人，属地巡线员 23 人，巡线频次为高后果区一天 5 巡，包括一次夜巡，其他区域一天 3 巡，包括一次夜巡，并建立了覆盖长输管道全线高后果区的视频巡线系统，与巡线员现场巡线相结合，有效巡检长输管道。

长输管道里程桩、转角桩、标志桩、测试桩等共设 1200 余个。

近三年来，仙人岛厂区内液化装置已停产，LNG 储罐已核进行重大危险源核销。

2.3 选址及总平面布置

2.3.1 首站系统

首站系统位于仙人岛厂区内，厂区北侧为纬七路、架空电力线（H=12m），再往北为辽宁海化石油化工有限公司，东侧为恒洋新能源化工有限公司，西侧为营口终端天然气处理厂，西北侧为中海沥青（营口）有限责任公司，南侧为厂外道路。

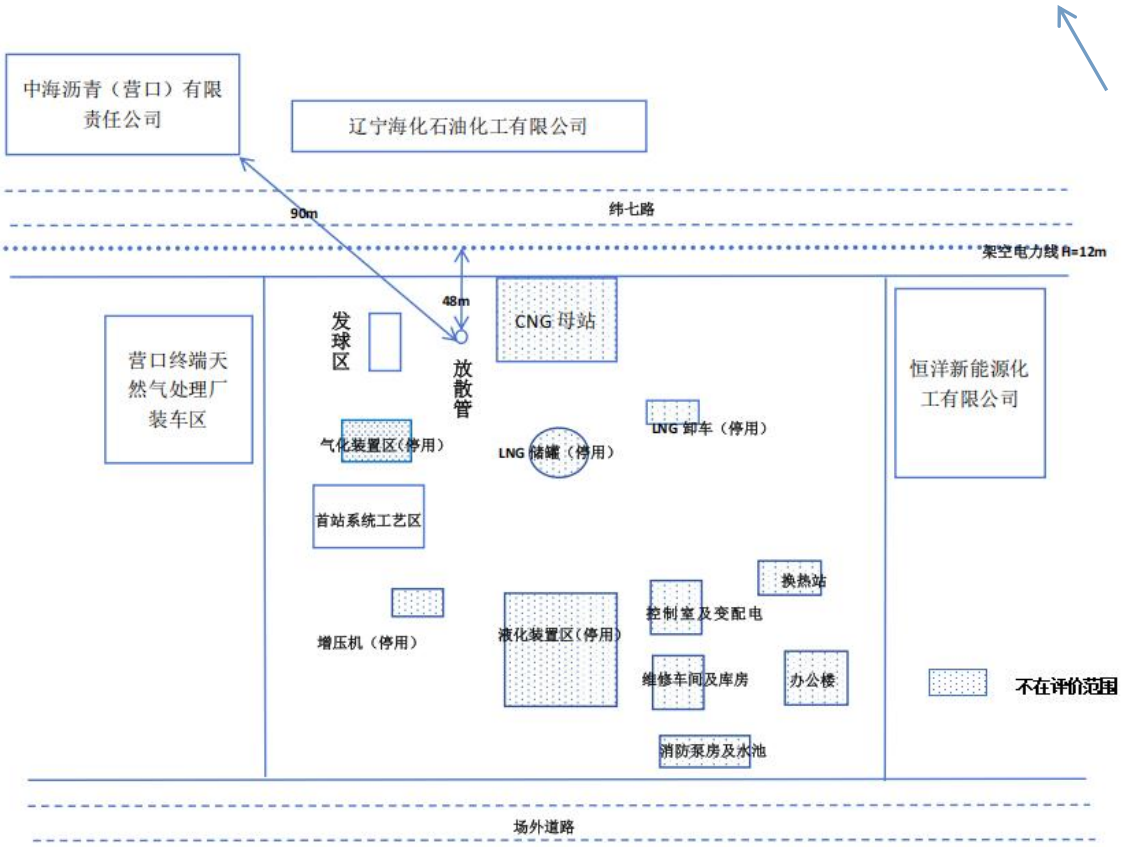

图 2.3-1 首站系统周边环境及总平面布置示意图

首站系统位于仙人岛厂区区内部，包括首站工艺区、发球区和调度控制中心。

表 2.3-1 首站系统与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	北	纬七路（其他公路）	30m	50m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注解 5 折减
放空管	北	架空电力线（H=12m）	40m	48m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注解 5 折减
放空管	北	辽宁海化石油化工有限公司	60m	80m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注解 5 折减
放空管	西北	中海沥青（营口）有限责任公司	60m	90m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注解 5 折减
首站工艺设施	西	营口终端天然气处理厂装车区	30m	75m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条

2.3.2 鲅鱼圈南分输阀室

鲅鱼圈南分输阀室位于盖州市陈屯镇背阴寨村，其西侧为架空电力线（H=16m），东侧为民宅和架空电力线（H=35m）。

阀室放空管布置在东北侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的南侧。

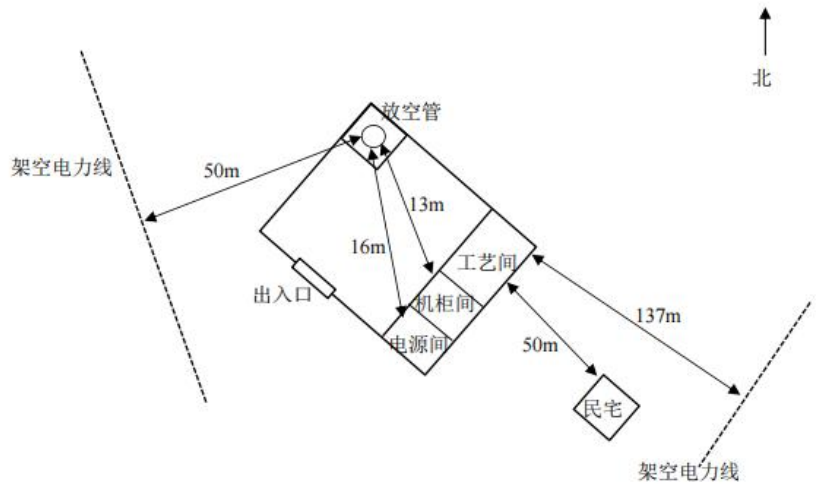

图 2.3-2 鲅鱼圈南分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-2 鲅鱼圈南分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	西	架空电力线（H=12m）	1.5 倍杆高	62m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
	东	民宅	25m	50m	《建筑设计防火规范》第 3.4.1 条
	东	架空电力线（H=35m）	1.5 倍杆高	137m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
放空管	西	架空电力线（H=12m）	40m	50m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	东	民宅	60m	70m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	东	架空电力线（H=35m）	40m	150m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；

表 2.3-3 鲅鱼圈南分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	南	机柜间	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
	南	电源间	12m	16m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.3 信义分输阀室

信义分输阀室位于鲅鱼圈区红旗镇文屯村，其北侧为架空电力线（H=16m）和民宅，南侧为架空电力线（H=35m）。

阀室放空管布置在东北侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的南侧。

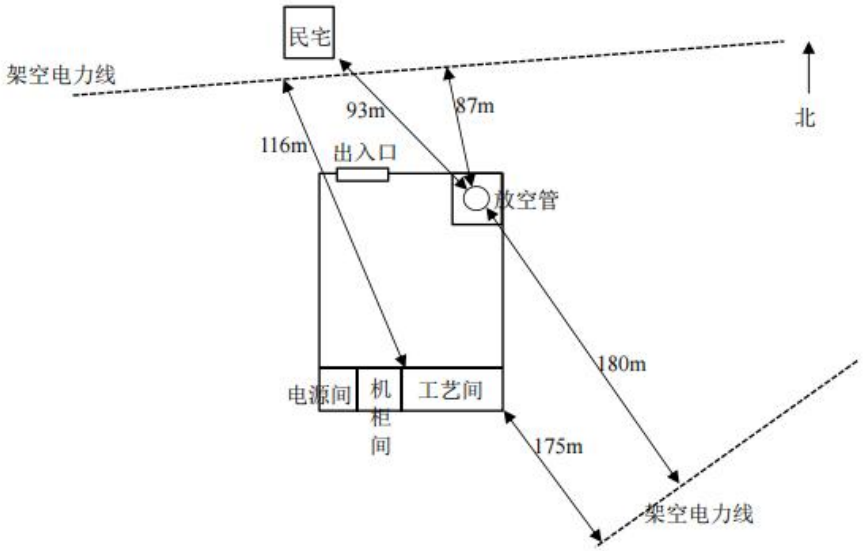

图 2.3-3 信义分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-4 信义分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	南	架空电力线（H=35m）	1.5 倍杆高	175m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
	北	民宅	25m	122m	《建筑设计防火规范》第 3.4.1 条
	北	架空电力线（H=16m）	1.5 倍杆高	116m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
放空管	南	架空电力线（H=35m）	40m	180m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	北	民宅	60m	93m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	北	架空电力线（H=16m）	40m	87m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；

表 2.3-5 信义分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	南	机柜间	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

	南	电源间	12m	16m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.4 鲅鱼圈北分输阀室

鲅鱼圈北分输阀室位于鲅鱼圈区芦屯镇沙岗台村，其西侧为港华燃气放空管和办公楼。

阀室放空管布置在东南侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的南侧。

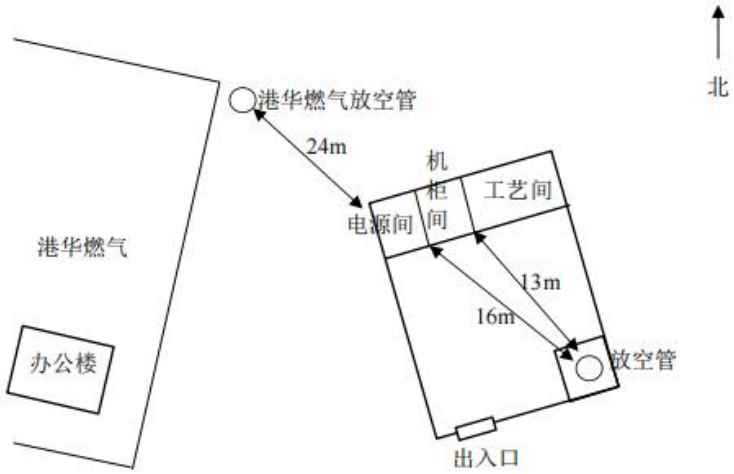

图 2.3-4 鲅鱼圈北分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-6 鲅鱼圈北分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	西	港华燃气办公楼	15m	54m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条、第 5. 2. 3 条
电源间	西北	港华燃气放空管	12m	24m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

表 2.3-7 鲅鱼圈北分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	北	机柜间	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
	北	电源间	12m	16m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.5 盖州分输阀室

盖州分输阀室位于盖州市团山街道办事处团山村，其西侧为深海高速和架空通信线（H=8m），北侧为架空电力线（H=16m），南侧为架空电力线

（H=35m）。

阀室放空管布置在东北侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的南侧。

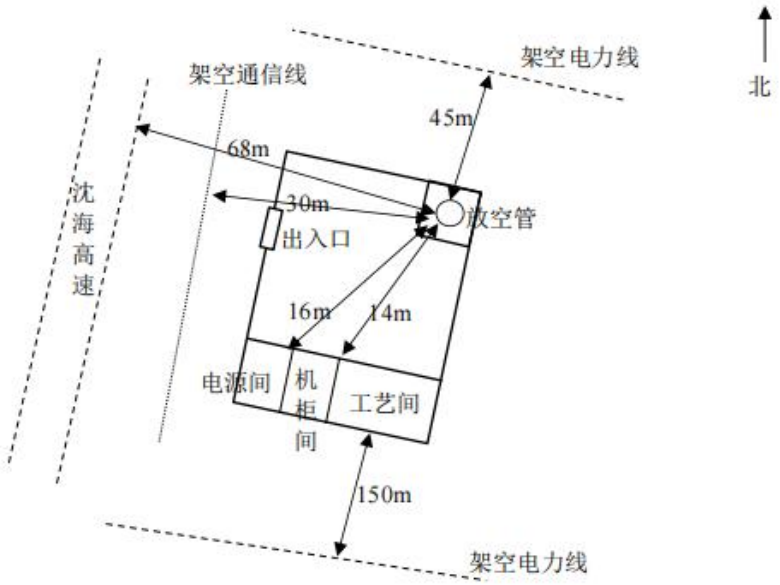

图 2.3-5 盖州分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-8 盖州分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	北	架空电力线（H=16m）	1.5 倍杆高	58.5m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条
	西	沈海高速	15m	68m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减；
	西	架空通信线（H=8）	1.5 倍杆高	25m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条
	南	架空电力线（H=35）	1.5 倍杆高	150m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条
放空管	北	架空电力线（H=16m）	40m	45m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减
	西	沈海高速	40m	68m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减
	西	架空通信线（H=8）	30m	30m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减
	南	架空电力线（H=35）	40m	165m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减

表 2.3-9 盖州分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	南	机柜间	12m	14m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

	南	电源间	12m	16m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.6 北海分输阀室

北海分输阀室位于营口市老边区营口海天盐业有限公司北侧，其东侧为305 国道，西侧为营口海天盐业有限公司门卫和架空电力线（H=16m）。

阀室放空管布置在西南侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的北侧。

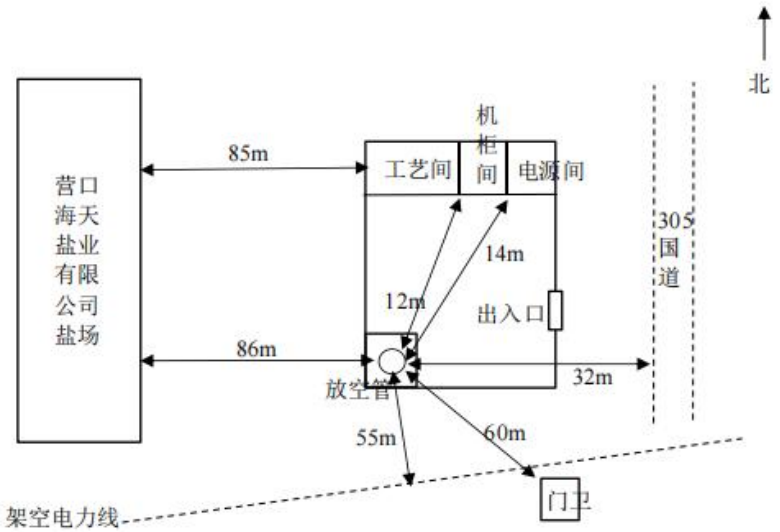

图 2.3-6 北海分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-10 北海分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	西	营口海天盐业有限公司盐场（厂房）	22.5m	85m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减
	东	305 国道	10m	23m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
	南	营口海天盐业有限公司门卫	22.5	69m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减
	南	架空电力线（H=16）	1.5 倍杆高	64m	石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
放空管	西	营口海天盐业有限公司盐场（厂房）	60m	86m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减。
	东	305 国道	30m	32m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减。

	南	营口海天盐业有限公司门卫	60m	60m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减。
	南	架空电力线（H=16）	40m	55m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减。

表 2.3-11 北海分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	北	机柜间	12m	12m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
	北	电源间	12m	14m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.7 沿海分输阀室

沿海分输阀室位于营口市老边区二道镇二道沟村，其北侧为港务局货运铁路和架空电力线（H=16m），西侧为民舍和闲置房屋，东侧为架空电力线（H=16m），南侧为架空电力线（H=35m）。

阀室放空管布置在东南侧，工艺间、机柜间、电源间布置在阀室的西侧。

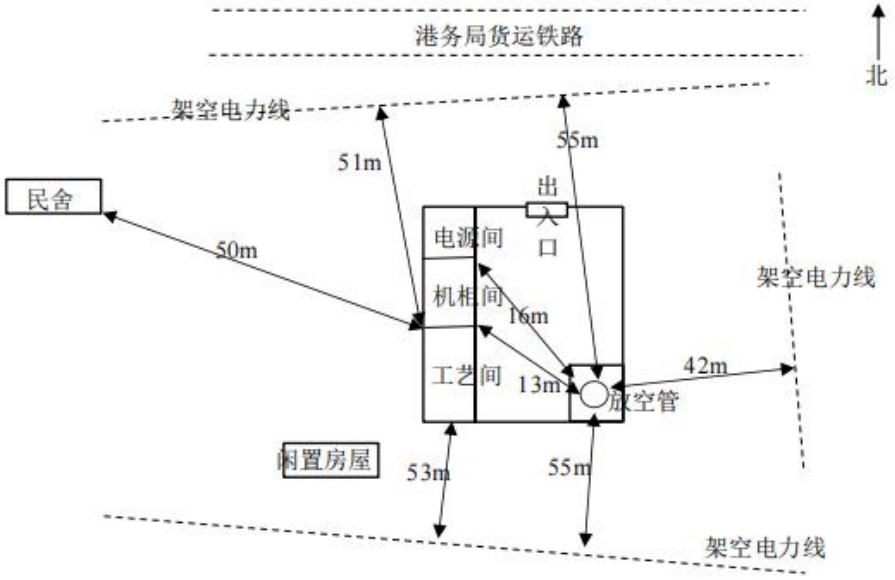

图 2.3-7 沿海分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-12 沿海分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	北	港务局货运铁路	15m	71m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减

	北	架空电力线（H=16m）	1.5 倍杆高	51m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
	西	民舍	25m	50m	根据《建筑设计防火规范》第 3.4.1 条
	南	架空电力线（H=35）	1.5 倍杆高	53m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
	东	架空电力线（H=16）	1.5 倍杆高	55m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
放空管	北	港务局货运铁路	40m	75m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	北	架空电力线（H=16m）	40m	55m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	西	民舍	60m	75m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	南	架空电力线（H=35）	40m	55m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	东	架空电力线（H=16）	40m	42m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；

表 2.3-13 沿海分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	西	机柜间	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
	西	电源间	12m	16m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条

2.3.8 中小园分输阀室

中小园分输阀室位于营口市老边区路南镇江家村，其北侧为大棚附属房屋，西侧为道路，南侧为营口宝明燃气有限公司门站。阀室未设置放空管，设有工艺间、机柜间、电源间。

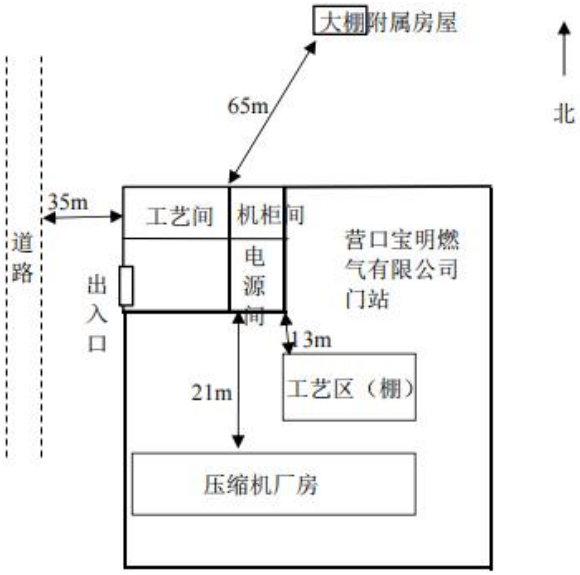

图 2.3-8 中小园分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-14 沿海分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	北	大棚附属房屋	22.5m	65m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减
	西	道路	10m	35m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减
电源间	南	营口宝明燃气有限公司门站工艺区（棚）	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条 《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
	南	营口宝明燃气有限公司门站压缩机厂房	15m	21m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条 《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条

2.3.9 老边分输阀室

老边分输阀室位于营口市老边区路南镇赵平房村，其南侧为渤海东大街，东侧为阀室专用架空电力线。

阀室放空管位于西侧，工艺间位于西北侧，机柜间和电源间位于东北侧，计量调压区位于阀室中部。

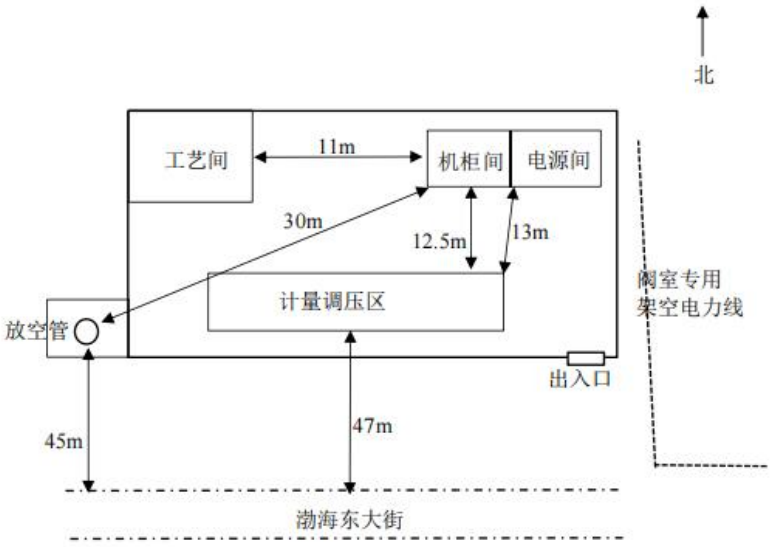

图 2.3-9 老边分输阀室周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-15 老边分输阀室与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺间	南	渤海东大街	10m	72m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条
放空管	南	渤海东大街	30m	45m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
计量调压区	南	渤海东大街	10m	47m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条

表 2.3-16 老边分输阀室内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
放空管	东	机柜间	12m	30m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
	东	电源间	12m	34m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.5 条
计量调压区	北	机柜间	12m	12.5m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
计量调压区	北	电源间	12m	13m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
工艺间	东	机柜间	10m	11m	根据《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条注 8。

2.3.10 大石桥分输站

大石桥分输站位于大石桥市金桥街道办事处金屯村，其北侧为府南大街和架空电力线（H=16m）；西侧为架空通信线（H=8m），再往西为中建镁砖公司；南侧与府前路加气母站毗邻；东侧为道路和架空电力线（H=16m），

隔路为辽宁青花耐火材料股份有限公司。

大石桥分输站分为工艺区、放空区、站控区。其中，工艺区布置于站场的西侧，主要包括分输工艺装置区和清管工艺装置区；放空区设置在站场最南端，距离站场间距约 143m；站控区位于站场的东侧，主要包括站控室、门卫和食堂及宿舍。此外，大石桥分输站北侧设置 2.5m 高铁艺围墙，东侧和西侧设置高 2.5m 实体砖围墙。

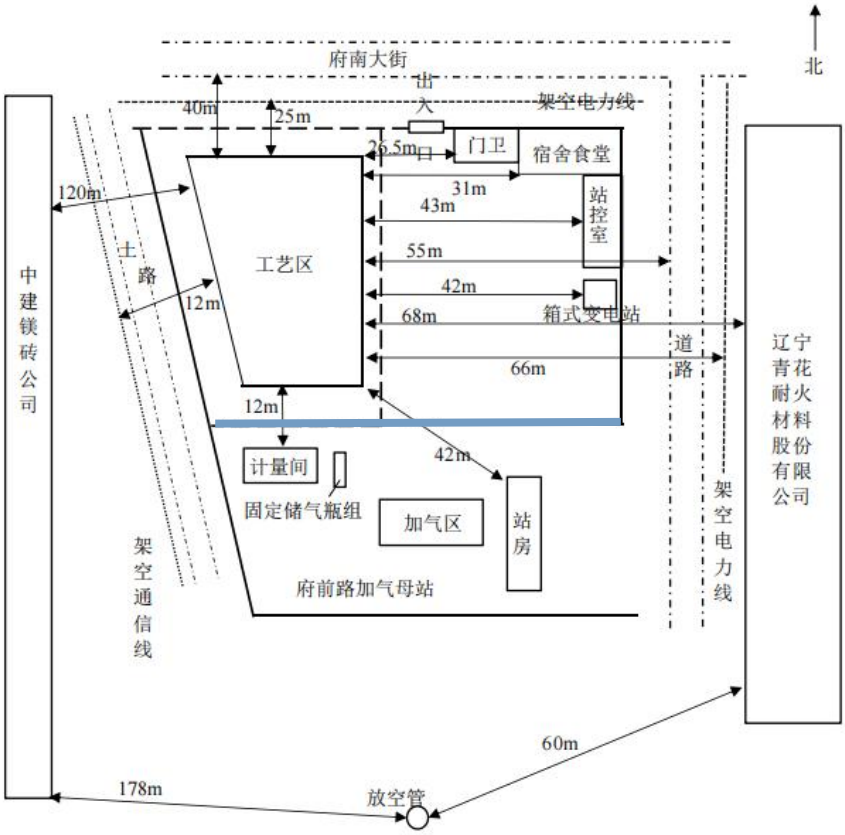

图 2.3-10 大石桥分输站周边环境及总平面布置示意图

表 2.3-17 大石桥分输站与周边设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺区	北	府南大街	10m	40m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条；
	北	架空电力线（H=16m）	1.5 倍杆高	25m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条；
	西	中建镁砖公司	22.5m	120m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减

	西	架空通信线（H=8）	1.5 倍杆高	12m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条；
	东	道路	10m	55m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条；
	东	架空电力线（H=16）	1.5 倍杆高	66m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条；
	东	辽宁青花耐火材料股份有限公司	22.5m	68m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 1 折减
	南	府前路加气母站计量间	5m	12m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条 《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
	南	府前路加气母站站房	12m	42m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.5 条 《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
放空管	西	中建镁砖公司	60m	178m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；
	东	辽宁青花耐火材料股份有限公司	60m	60m	《石油天然气工程设计防火规范》第 4.0.4 条注 5 折减；

表 2.3-18 大石桥分输站内部设施防火间距表

建构筑物名称	方向	周边建构筑物	规范要求	实际距离	备注
工艺区	西	站控室	12m	43m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
	西	门卫	12m	26.5m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
	西	宿舍食堂	12m	31m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条
	西	箱式变电站	10m	42m	《石油天然气工程设计防火规范》第 5.2.3 条

2.4 自然、地质条件

2.4.1 气象条件

营口市西临渤海辽东湾，属暖温带大陆性季风气候。其气候特征主要是：四季分明，雨热同季，气候温和，降水适中，光照充足，气候条件优越。但冰雹暴雨、干旱、大风等灾害性天气也时有发生。其气象要素情况，见表 2.4-1。

表 2.4-1 气象要素统计表

年平均气温（℃）		10.1℃
气温（℃）	极端最高气温	34.8
	极端最低气温	-28.4
相对湿度（%）	年平均相对湿度	65.1
	最小相对湿度	7
降水量（mm）	最大日降水量	571.6
	年平均降水量	212.9
蒸发量（mm）	年平均蒸发量	1577.8
风速（m/s）	最大风速	18.7
	瞬时最大风速	23.5
	平均风速	3.4
冻土深度（cm）	土壤最大冻土深度	86
日照数时（h）	年平均日照时数	2624.8
沙尘暴日数（d）	年沙尘暴日数	1
雾日数（d）	年平均雾日数	11
雷暴日数（d）	年平均雷暴日数	18.2

2.4.2 工程地质

长输管线所在地层岩性在区域大地构造位置上，处中朝准台地（I）胶辽台隆（II）营口～宽甸台拱（III）凤城凸起（IV）四级构造单元西南侧端部，由粉质粘土、砂砾层和粘性土等组成，具有地区性特点堆积物和典型的滨海相堆积特征。滨海沉积平原区段，受水长期浸润，上部地基土的物理力学性质变弱，形成承载力较差的软土地基。岩土的排渗能力弱，底下水位较浅。表层岩性主要为灰黄~灰黑色的粘土，亚粘土及淤泥，软~流塑状态，局部含少量砂，为海相海陆交互相沉积而成，其厚度一般在 5~8m 不等；其下为软~硬塑状态的粘土、亚粘土，该区段工程地质较差，土壤腐蚀性强。剥蚀低山丘陵区段地势起伏较大，高地基岩裸露，沟谷地带上部为薄层坡洪积的粘性土、砂土和卵砾石，工程地质较好，土壤腐蚀性弱。

2.4.3 水文状况

营口境内有大、中、小河流 150 余条，流域面积 l00km^2 以上的河流有

11 条，30~100km^2 的河流有 10 条，水系分渤海水系和黄海水系。渤海水系由大辽河、大清河、沙河、熊岳河、浮渡河及部分流段和支流组成；黄海水系由碧流河及其支流组成。长输管道沿线穿过熊岳河、二道河、沙河、大清河、大旱河、新河、咸水河、丰水河、营柳运河、胜利河。

2.5 工艺与设备

2.5.1 工艺流程

上游营口终端处理厂合格组分天然气输送至首站工艺区集气管，经调控中心气量调配，天然气经进入长输管道、阀室输送至大石桥分输站。

年设计天数为 350d，设计管径 D406.4mm，设计压力为 1.6MPa，介质温度为-10~55°C（气体标准状态）。

首站系统设置工艺设施区、发球区，工艺区首站加臭设施，发球区可定期对输气管道进行清管、测径等作业。

大石桥分输站接收上游室来气，经过滤分离后进入计量调压撬，实现压力调节并完成贸易交接计量，输往下游用户。大石桥分输站工艺区北侧设收球筒 1 套，用于接收来自首站的清管器。

大石桥分输站外南侧设置放空管 1 座，站内的设备放空、站场放空、站外管线放空经放空管输送至放空管放空。

设备放空：收球筒、排污罐及过滤分离器等设备上布置有安全阀，当设备设定压力过高时安全阀起跳，实现紧急放散；同时设备还有手动放空，能够在检修时实现放空。

站场放空：站内设有 BDV（放空）阀，在站场事故切断时，立即开启，

放空站场内天然气；同时站场内设有手动放空，以便检修放空。

站外管线放空：通过 ESDV101（紧急切换阀）上游、ESDV102（紧急切换阀）下游的放空阀能够放空本站与上游分输阀室、下游用户之间的天然气，实施检修。

在收球筒、过滤分离器等设备上都装有排污阀，通过排污管道将收集的污液集中排到排污罐，排污罐定期清理。

清管系统由清管器、发射与接收装置收发球筒及电子跟踪清管仪器组成。作业时将清管器置于管道中清管器的外沿与管道内壁形成良好的弹性密封利用管输介质产生的压差为动力推动清管器在管道内运行，依靠清管器自身或其所带机具所具有的刮削、冲刷作用来清除管道内的结垢或沉积物。

2.5.2 设备设施、安全设施

该项目主要设备设施、安全设施，见表 2.5-1。

该项目涉及的压力容器经营口市锅炉压力容器检验研究所检验合格，压力容器台账见表 2.5-1。

表 2.5-1 压力容器台账

序号	设备名称	规格型号	设备位号	使用登记证编号	下次检验时间
1	活性炭过滤器	工作介质空气，容积 0.49m^3	F0103A	容 1LC 辽 H50046	2028 年 8 月
2	活性炭过滤器	工作介质空气，容积 0.49m^3	F0103B	容 1LC 辽 H50053	2028 年 8 月
3	高效油水分离器	工作介质空气，容积 0.04m^3	F0101	容 1LS 辽 H5A037	2028 年 8 月
4	压缩空气缓冲罐	工作介质空气，容积 40.7m^3	V0101	容 1LC 辽 H50047	2028 年 8 月
5	氮气储罐	工作介质氮气，容积 40.7m^3	V0104	容 1LC 辽 H50048	2028 年 8 月
6	仪表空气储罐	工作介质空气，容积 40.7m^3	V0102	容 1LC 辽 H50045	2028 年 8 月

7	天然气过滤器	工作介质天然气，容积 0.25m³	SR0101A	容 2LS 辽 H5A008	2028 年 8 月
8	天然气过滤器	工作介质天然气，容积 0.25m³	SR0101B	容 2LS 辽 H5A010	2028 年 8 月
9	V1002 集液罐	工作介质液化烃，容积 1.1m³	V1002	容 2LC 辽 H5A031	2028 年 8 月
10	V1001 气液分离器	工作介质空气，容积 17.5m³	V1001	容 2LC 辽 H5A034	2028 年 8 月
11	GNG-11206 集气管	工作介质天然气，容积 0.83m³	CNG-11206	容 2LC 辽 H5A030	2028 年 8 月
12	GNG-11201 集气管	工作介质天然气，容积 0.83m³	CNG-11201	容 2MC 辽 H5A034	2028 年 8 月
13	GNG-11108 集气管	工作介质天然气，容积 2m³	GNG-11108	容 2MC 辽 H5A033	2028 年 8 月
14	GNG-11115 集气管	工作介质天然气，容积 2m³	GNG-11115	容 2MC 辽 H5A037	2028 年 8 月
15	发球筒	工作介质天然气，容积 1.06m³	X-1101	容 2MC 辽 H5A032	2028 年 10 月
16	油气分离器	工作介质压缩空气/油，容积 0.175m³	F0102A	容 2MS 辽 H5A020	2028 年 8 月
17	油气分离器	工作介质压缩空气/油，容积 0.175m³	F0102B	容 2MS 辽 H5A022	2028 年 8 月
18	低温液体储罐（液氮）	工作介质液氮，容积 10.54m³	V1105	容 2LC 辽 H5A033	2028 年 8 月
19	收球筒	工作介质天然气，容积 1.06m³	PR2901	容 15 辽 1448（17）	2029 年 5 月
20	过滤分离器	工作介质天然气，容积 1.67m³	FS2901A	容 15 辽 1447（17）	2029 年 5 月
21	过滤分离器	工作介质天然气，容积 1.67m³	FS2901B	容 15 辽 1449（17）	2029 年 5 月
22	排污罐	工作介质天然气/污水/凝液，容积 8.2m³	TN2971	容 15 辽 1450（17）	2029 年 5 月
23	汇管	工作介质天然气，容积 5.5m³	H101	容 15 辽 1451（17）	2029 年 5 月
24	汇管	工作介质天然气，容积 5.8m³	H102	容 15 辽 HZ0008（20）	2029 年 5 月

该项目涉及的首站系统压力管道经营口市锅炉压力容器检验研究所检

力康咨询 LIKANG CONSULTING

验合格，大石桥分输站压力管道经湖南百思检验检测有限公司检验合格，长输管道经中合特检技术服务有限公司检验合格，压力管道台账见表 2.5-2。

表 2.5-2 压力管道台账

序号	管道编号	位置	规格型号	长度（m）	设计压力（MPa）	设计温度(℃)	介质	下次检验时间
1	GNG-08301	首站	Φ355.6	40	4.4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
2	GNG-08304	首站	Φ406.4	43	11	60/-29	天然气	2027 年 12 月
3	GNG-08305	首站	Φ406.4/Φ219.1	180	9.5/6	73/-29	天然气	2027 年 12 月
4	F-08301	首站	Φ219.1/Φ168.3	17	6/4.5	60/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
5	F-08304	首站	Φ219.1/Φ60.3	120	6/3.5	60/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
6	F-08306	首站	Φ323.9	12	0.7	60/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
7	F-08307	首站	Φ355.6	34	0.7	60/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
8	F-10101	首站	Φ219.1	3.5	0.7	150	放空气（天然气）	2027 年 5 月
9	F-10102	首站	Φ323.9	3.5	0.7	150	放空气（天然气）	2027 年 5 月
10	F-10104	首站	Φ355.6	3.5	0.7	150	放空气（天然气）	2027 年 5 月
11	GNG-11101	首站	Φ355.6	7	4.4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
12	GNG-11109	首站	Φ273.0	4.2	4.4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
13	GNG-11110	首站	Φ273.0	4.2	4.4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
14	GNG-11111	首站	Φ273.0	1.5	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
15	GNG-11112	首站	Φ273.0	1.5	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
16	GNG-11113	首站	Φ219.1	6.5	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月

17	GNG-11114	首站	Φ114.3	17.5	4.4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
18	GNG-11116	首站	Φ273.0	7	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
19	GNG-11117	首站	Φ219.1	5.5	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
20	GNG-11118	首站	Φ273.0	7	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
21	GNG-11119	首站	Φ60.3	27	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
22	GNG-11120	首站	Φ114.3	27	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
23	GNG-11121	首站	Φ168.3	23	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
24	GNG-11122	首站	Φ273/ Φ219.1	32	1.2/4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
25	GNG-11123	首站	Φ168.3/Φ114.3	8.2	1.2	73/-29	天然气	2027 年 12 月
26	GNG-11124	首站	Φ406.4	23	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
27	GNG-11125	首站	Φ273.0	30	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
28	GNG-11202	首站	Φ114.3	2	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
29	GNG-11203	首站	Φ114.3	2	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
30	GNG-11204	首站	Φ114.3/Φ219.1	3.6	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
31	GNG-11205	首站	Φ114.3/Φ219.1	3.6	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
32	GNG-11207	首站	Φ219.1	1	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
33	GNG-11208/9	首站	Φ60.3/Φ88.9	29.8	1.2	60/-29	天然气	2027 年 12 月
34	GNG-11210	首站	Φ88.9	27	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
35	GNG-11211	首站	Φ219.1	7.8	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
36	GNG-11212	首站	Φ168.3	5.8	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
37	GNG-11213	首站	Φ219.1	7.8	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
38	GNG-11214	首站	Φ406.4	21	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
39	GNG-11218	首站	Φ88.9	27.5	0.6	60/-29	天然气	2027 年 12 月
40	F-11101	首站	Φ323.9	23	0.7	73/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
41	F-11102	首站	Φ88.9/Φ168.3	7.7	0.7/4.4	200	放空气（天然	2027 年 12 月

							气）	
42	F-11103	首站	Φ88.9/Φ168.3	7.7	0.7/4.4	200	放空气（天然气）	2027 年 12 月
43	F-11201	首站	Φ168.3	28.5	0.7	60/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
44	F-11202	首站	Φ88.9/Φ168.3	7.7	0.7	200	放空气（天然气）	2027 年 12 月
45	F-11203	首站	Φ114.3	23	0.7	200	放空气（天然气）	2027 年 12 月
46	F-11205	首站	Φ219.1	5.3	0.7/4	73/-29	放空气（天然气）	2027 年 12 月
47	F-11206	首站	Φ60.3/Φ33.7	6.6	0.7/4	200	放空气（天然气）	2027 年 12 月
48	GNG-11124A	首站	Φ406.4	2.1	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
49	GNG-11215	首站	Φ219.1	1.8	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
50	NGN-11216	首站	Φ60.3	1.6	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
51	GNG-11217	首站	Φ406.4	2.2	4	73/-29	天然气	2027 年 12 月
52	长输管道 1.2.3 标段	长输管道	Φ406.4	97610	4	55/-10	天然气	2030 年 3 月
53	NG-102-200-50B1	大石桥	φ219	6.6	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
54	NG-103-400-50B1	大石桥	φ406.4	38.9	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
55	NG-106-300-50B1	大石桥	φ325	7.2	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
56	NG-107-300-50B1	大石桥	φ325	8.5	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
57	NG-108-300-50B1	大石桥	φ325	1.9	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
58	NG-109-300-50B1	大石桥	φ325	1.9	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月
59	NG-111-400-50B1	大石桥	φ406.4	8.7	4	60/-25	天然气	2027 年 5 月

力康咨询 LIKANG CONSULTING

该项目涉及的压力表经营口市计量检定测试所检定合格，压力表台账见表 2.5-3。

表 2.5-3 压力表台账

序号	设备名称	安装位置	规格型号/量程	下次检验日期
1	压力表	南阀室 PG-21101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
2	压力表	南阀室 PG-21102	（0～4.0）MPa	2027.1.14
3	压力表	南阀室 PG-21103	（0～0.6）MPa	2027.1.14
4	压力表	XY 阀室 PG-30101	（0～6.0）MPa	2027.1.14
5	压力表	XY 阀室 PG-30102	（0～4.0）MPa	2027.1.14
6	压力表	XY 阀室	（0～4.0）MPa	2027.1.14
7	压力表	XY 阀室 PG-30103	（0～0.6）MPa	2027.1.14
8	压力表	BB 阀室 PG-22101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
9	压力表	BB 阀室 PG-22102	（0～6.0）MPa	2027.1.14
10	压力表	BB 阀室	（0～6.0）MPa	2027.1.14
11	压力表	BB 阀室 PG-22103	（0～1.0）MPa	2027.1.14
12	压力表	GZ 阀室 PG-23101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
13	压力表	GZ 阀室 PG-23102	（0～4.0）MPa	2027.1.14
14	压力表	GZ 阀室 PG-23103	（0～0.6）MPa	2027.1.14
15	压力表	北海阀室 PG-24101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
16	压力表	北海阀室 PG-24102	（0～6.0）MPa	2027.1.14
17	压力表	北海阀室 PG-24103	（0～0.6）MPa	2027.1.14
18	压力表	沿海阀室 PG-25101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
19	压力表	沿海阀室 PG-25102	（0～4.0）MPa	2027.1.14
20	压力表	沿海阀室 PG-25103	（0～0.6）MPa	2027.1.14
21	压力表	中小园阀室 PG-26101	（0～6.0）MPa	2027.1.14
22	压力表	老边阀室 PG-27101	（0～4.0）MPa	2027.1.14
23	压力表	老边阀室 PG-27102	（0～4.0）MPa	2027.1.14
24	压力表	老边调压撬 B 路自立前	（0～6.0）MPa	2027.1.14
25	压力表	老边调压撬 B 路入口	（0～6.0）MPa	2027.1.14
26	压力表	老边调压撬 B 路自立后	（0～4.0）MPa	2027.1.14
27	压力表	老边调压撬 B 路调压后	（0～0.6）MPa	2027.1.14
28	压力表	老边调压撬 A 路入口	（0～6.0）MPa	2027.1.14
29	压力表	老边调压撬 A 路自立前	（0～4.0）MPa	2027.1.14
30	压力表	老边调压撬 A 路自立后	（0～6.0）MPa	2027.1.14
31	压力表	老边调压撬 A 路调压后	（0～0.6）MPa	2027.1.14
32	压力表	老边调压撬调压后总压力	（0～0.6）MPa	2027.1.14
33	压力表	大石桥分输站进站	（0～6.0）MPa	2027.1.14
34	压力表	大石桥调压撬 A 路入口	（0～6.0）MPa	2027.1.14
35	压力表	大石桥调压撬 A 路自立阀前	（0～6.0）MPa	2027.1.14
36	压力表	大石桥调压撬 A 路自立阀后	（0～4.0）MPa	2027.1.14

37	压力表	大石桥调压撬 A 路出口	（0～0.6）MPa	2027.1.14
38	压力表	大石桥调压撬 B 路入口	（0～4.0）MPa	2027.1.14
39	压力表	大石桥调压撬 B 路自立阀前	（0～4.0）MPa	2027.1.14
40	压力表	大石桥调压撬 B 路自立阀后	（0～6.0）MPa	2027.1.14
41	压力表	大石桥调压撬 B 路出口	（0～0.6）MPa	2027.1.14
42	压力表	大石桥调压撬 C 路入口	（0～4.0）MPa	2027.1.14
43	压力表	大石桥调压撬 C 路自立阀前	（0～6.0）MPa	2027.1.14
44	压力表	大石桥调压撬 C 路自立阀后	（0～4.0）MPa	2027.1.14
45	压力表	大石桥调压撬 C 路出口	（0～0.6）MPa	2027.1.14
46	压力表	大石桥分输站收球筒	（0～6.0）MPa	2027.1.14
47	压力表	大石桥分输站排污罐	（0～1.6）MPa	2027.1.14
48	压力表	大石桥分输站出撬	（0～0.6）MPa	2027.1.14
49	压力表	大石桥分输站过滤器前	（0～6.0）MPa	2027.1.14
50	压力表	大石桥分输站过滤器 A	（0～4.0）MPa	2027.1.14
51	压力表	大石桥分输站过滤器 B	（0～4.0）MPa	2027.1.14
52	压力表	宝明撬入口总压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
53	压力表	宝明撬 B 路调压前压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
54	压力表	宝明撬 B 路调压后压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
55	压力表	宝明调压撬总调压后	（0～4.0）MPa	2027.1.14
56	压力表	宝明撬 A 路调压后压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
57	压力表	宝明撬 A 路调压前压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
58	压力表	宝明调压撬入口总压力	（0～4.0）MPa	2027.1.14
59	压力表	沥青调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
60	压力表	沥青调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
61	压力表	沥青调压撬	（0～6.0）MPa	2027.1.14
62	压力表	沥青调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
63	压力表	沥青调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
64	压力表	港华调压撬	（0～6.0）MPa	2027.1.14
65	压力表	港华调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
66	压力表	港华调压撬	（0～6.0）MPa	2027.1.14
67	压力表	港华调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
68	压力表	港华调压撬	（0～4.0）MPa	2027.1.14
69	压力表	首站天进气管线入口 PI-11101	（0～6.0）MPa	2027.1.14
70	压力表	第一根集气管 PI-11108	（0～6.0）MPa	2027.1.14
71	压力表	第二根集气管 PI-11116	（0～6.0）MPa	2027.1.14
72	压力表	第三根集气管 PI-11201	（0～6.0）MPa	2027.1.14
73	压力表	第四根集气管 PI-11207	（0～0.6）MPa	2027.1.14
74	压力表	仙人岛直供 PI-11212	（0～0.6）MPa	2027.1.14
75	压力表	发球筒前 PI11217	（0～6.0）MPa	2027.1.14
76	压力表	发球筒后长输管道 PI11219	（0～6.0）MPa	2027.1.14
77	压力表	首站去长输管道	（0～4.0）MPa	2027.1.14

78	压力表	压缩空气出口管线 PI-01108	（0～1.6）MPa	2027.1.14
79	压力表	氮气出口管线 PI-01303	（0～1.6）MPa	2027.1.14
80	压力表	仪表气出口管线 PI-01203	（0～1.6）MPa	2027.1.14
81	压力表	氮气储罐 PI-01302	（0～1.6）MPa	2027.1.14
82	压力表	仪表气储罐 PI-01202	（0～1.6）MPa	2027.1.14
83	压力表	压缩空气储罐 PI-01107	（0～1.6）MPa	2027.1.14
84	压力表	制氮机 A 进口缓冲罐	（0～1.6）MPa	2027.1.14
85	压力表	制氮机 B 进口缓冲罐	（0～1.6）MPa	2027.1.14
86	压力表	制氮机 A 出口缓冲罐	（0～1.6）MPa	2027.1.14
87	压力表	制氮机 B 出口缓冲罐	（0～1.6）MPa	2027.1.14
88	压力表	组合式干燥撬 A 机 A 塔	（0～1.6）MPa	2027.1.14
89	压力表	组合式干燥撬 A 机 B 塔	（0～1.6）MPa	2027.1.14
90	压力表	组合式干燥撬 B 机 A 塔	（0～1.6）MPa	2027.1.14
91	压力表	组合式干燥撬 B 机 B 塔	（0～1.6）MPa	2027.1.14

该项目涉及的可燃气体报警器经营口市计量检定测试所检定合格，可燃气体报警器台账见表 2.5-3。

表 2.5-4 可燃气体报警器台账

序号	设备名称	安装位置	规格型号/量程	下次检验日期
1	可燃气体探测器	首站工艺区	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
2	可燃气体探测器	首站工艺区	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
3	可燃气体探测器	首站工艺区	ES2000T	2027.7.9
4	可燃气体探测器	首站工艺区	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
5	可燃气体探测器	首站工艺区	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
6	可燃气体探测器	发球筒	ES2000T	2027.7.9
7	可燃气体探测器	厂区食堂	ES2000T	2027.7.9
8	可燃气体探测器	厂区洗浴	ES2000T	2027.7.9
9	可燃气体探测器	鲅鱼圈南分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
10	可燃气体探测器	信仪分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
11	可燃气体探测器	鲅鱼圈北分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
12	可燃气体探测器	盖州分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
13	可燃气体探测器	北海分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
14	可燃气体探测器	沿海分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
15	可燃气体探测器	中小园分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
16	可燃气体探测器	老边分输阀室	BS03II	2027.7.9
17	可燃气体探测器	老边分输阀室	BS03II	2027.7.9
18	可燃气体探测器	老边分输阀室	IR2100-Ⅱ	2027.7.9
19	可燃气体探测器	老边分输阀室	BS03II	2027.7.9
20	可燃气体探测器	老边分输阀室	BS03II	2027.7.9
21	可燃气体探测器	老边分输阀室	BS03II	2027.7.9
22	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9

23	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
24	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
25	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
26	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
27	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
28	可燃气体探测器	大石桥分输站	BS03II	2027.7.9
29	可燃气体探测器	大石桥分输站	ASD5300	2027.7.9
30	可燃气体探测器	大石桥分输站	ASD5300	2027.7.9
31	可燃气体探测器	大石桥分输站	ES2000T	2027.7.9
32	可燃气体探测器	大石桥分输站	ES2000T	2027.7.9

该项目涉及的安全阀经山东鲁邹检验检测有限公司校验合格，安全阀台账见表 2.5-5。

表 2.5-5 安全阀台账

序号	设备名称	安装位置	规格型号	下次检验日期
1	弹簧式安全阀	压缩空气缓冲罐	LF0-0101CB	2027.7.5
2	弹簧式安全阀	仪表风贮罐	A27H-16	2027.7.5
3	弹簧式安全阀	氮气贮罐	A27H-16	2027.7.5
4	弹簧式安全阀	氮气缓冲罐	A27H-16	2027.7.5
5	弹簧式安全阀	氮气缓冲罐	A27H-16	2027.7.5
6	弹簧式安全阀	制氮机压缩空气缓冲罐	A27H-16	2027.7.5
7	弹簧式安全阀	制氮机压缩空气缓冲罐	A27H-16	2027.7.5
8	弹簧式安全阀	液氮储罐出口	4594.2162	2027.7.5
9	弹簧式安全阀	液氮气化器出口	4594.2162	2027.7.5
10	弹簧式安全阀	液氮储罐	DA2ZY-40P	2027.7.5
11	弹簧式安全阀	液氮储罐	DA2ZY-40P	2027.7.5
12	弹簧式安全阀	首站火炬集液罐	SFA-42C150P	2027.7.5
13	弹簧式安全阀	首站集气管	LFXD—0301C	2027.7.5
14	弹簧式安全阀	首站集气管	A42Y-40C	2027.7.5
15	弹簧式安全阀	首站集气管	A42Y-40C	2027.7.5
16	弹簧式安全阀	首站清管器发送筒	A42Y-40C	2027.7.5
17	先导式安全阀	老边分输阀室出站管线	LF0-0101CB	2027.7.5
18	先导式安全阀	大石桥分输站收球筒	LFXD—0301C	2027.7.5
19	先导式安全阀	大石桥分输站过滤分离器	LFXD—0301C	2027.7.5
20	先导式安全阀	大石桥分输站过滤分离器	LFXD—0301C	2027.7.5
21	先导式安全阀	大石桥分输站出站管线	LFXD—0301C	2027.7.5
22	弹簧式安全阀	大石桥分输站排污罐	LF0-0101CB	2027.7.5
23	弹簧式安全阀	沥青调压撬调压前压力	A42F-40	2027.7.5
24	弹簧式安全阀	沥青调压撬调压后压力	LF0-0101CB	2027.7.5
25	弹簧式安全阀	港华（鲅北）调压后压力	A42F-40	2027.7.5
26	弹簧式安全阀	港华（鲅北）调压后压力	A42F-40	2027.7.5

27	弹簧式安全阀	宝明调压前压力	A27H-16	2027.7.5
28	弹簧式安全阀	宝明调压后压力	A42Y-40C	2027.7.5
29	弹簧式安全阀	鲅鱼圈南阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
30	弹簧式安全阀	信义阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
31	弹簧式安全阀	鲅鱼圈北阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
32	弹簧式安全阀	盖州阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
33	弹簧式安全阀	北海阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
34	弹簧式安全阀	沿海阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
35	弹簧式安全阀	老边阀室调压后压力	A42F-40	2027.7.5
36	弹簧式安全阀	大石桥分输站调压后压力	A42F-40	2027.7.5

2.6 输气管线

2.6.1 线路走向

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道起始于仙人岛厂区首站工艺区，管线出液化厂后沿纬七路南侧向东敷设，穿越经四路后沿经四路东侧向北敷设，穿越南仙路，然后管线沿南仙路北侧向东敷设，经厢红旗、 南营村，穿越滨海大道、哈大高铁和沈大高速，而并行沈大高速东侧向北敷设，在九垄地北侧并行华锦输油管线向东敷设，在九垄地镇北侧穿越 202 国道，经花园村后穿越沈大铁路，而后经古家子到达鲅鱼圈南分输阀室。

管线出鲅鱼圈南分输阀室后向东南敷设，经背阴寨后穿越熊岳河，然后管线向北敷设，经温泉、下枣峪、白店后穿越山海大道。管线继续向东北方向敷设，穿越二道河，经红旗堡、隆化村后到达位于文屯村南侧的信仪分输阀室。

管线出信仪分输阀室后向东北敷设，经文屯村、黄旗堡村后穿越鲅孔线和老鲅孔线，而后在官屯村东侧穿越沙河，然后经前安平后穿越沙河支流和芦安路，管线继续向北敷设，经偏坡子西后大道位于偏坡子北侧的鲅鱼圈北分输阀室。

管线出鲅鱼圈北分输阀室后向西北敷设，穿越 202 国道，并行华锦输油管线和沈大铁路东侧向北敷设，经沙岗台、古家子、沙岗镇后在黄坨子西南穿越沈大铁路，而后管线继续向北敷设，经后石桥、石屯村后到达位于盖陈线南侧、团山子街道南侧的盖州分输阀室。

管线出盖州分输阀室后并行沈大高速东侧向东北敷设，穿越盖陈线和沈大高速盖州出口匝道，而后在沈大高速跨大清河大桥东侧穿越大清河，然后管线继续并行沈大高速东侧敷设，经西海、沈大高速西海服务区后向西穿越沈大高速和大旱河，而后管线沿大旱河西侧、哈大高铁东侧向北敷设，在 305 国道南侧穿越哈大高铁和新河，而后管线沿 305 国道西侧向北敷设，到达营口海天盐业公司南侧的北海分输阀室。

管线出北海分输阀室后继续沿 305 国道西侧向北敷设，经红旗村后到达兰旗村南侧，继续向西敷设，绕过兰旗村后继续沿 305 国道向西北敷设，经黄旗村后在二道沟镇南侧穿越咸水河和 305 国道，而后管线顺咸水河西侧敷设至二道沟镇北侧的沿海分输阀室。

管线出沿海分输阀室后沿边海铁路南侧向东北敷设，穿越连片盐池、丰水河和拉盐专用铁路，然后在智泉路南侧折向东南沿智泉路南侧向东南敷设，而后穿越智泉路折向东北沿规划六路东侧敷设，到达位于规划六路东侧、江家房村西侧的中小园分输阀室。

管线出中小园分输阀室后继续沿规划六路向北敷设，穿越营柳路、营柳运河以及营北路后沿营北路北侧绿化带向东敷设，穿越前进线和小片鱼塘，到达老陈线西侧、赵平房北侧的老边分输阀室。

管线出老边分输阀室后穿越老陈线，继续沿营北路北侧绿化带向东敷设，在变电所西侧穿越营北路后沿营北路南侧绿化带向东敷设，穿越哈大高铁和沈大高速营口出口匝道，然后管线沿沈大高速西侧向北敷设，穿越营大路和营大铁路后向东穿越沈大高速和胜利河，而后沿府南大街南侧向东敷设，经西下坎、李家屯、于家洼子后到达大石桥分输站（末站）。

输气管道总体走向情况，见图 2.3-1；管道现状情况，见图 2.3-2～图 2.3-7。

力康咨询
LIKANG CONSULTING



图 2.6-1 线路总体走向及阀室位置示意情况



图 2.6-2 首站工艺区



图 2. 6-3 信义分输阀室



图 2.6-4 鲅鱼圈北分输阀室



图 2.6-5 北海分输阀室





图 2.6-6 大石桥分输站



图 2.6-7 鲅鱼圈北阀室外标志桩

2.6.2 输送介质

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道输送介质为天然气，主要来自营口终端天然气处理厂。其基本参数，见表 2.6-1。

表 2.6-1 天然气组分和物性情况表

成分	0℃	15.5℃	20℃
氮气（mol%）	0.451	0.451	0.451
二氧化碳（mol%）	0.00	0.00	0.00
甲烷（mol%）	97.032	97.032	97.032
乙烷（mol%）	2.014	2.014	2.014
丙烷（mol%）	0.346	0.346	0.346
异丁烷（mol%）	0.07	0.07	0.07
正丁烷（mol%）	0.078	0.078	0.078
戊烷（mol%）	0.009	0.009	0.009
分子量	16.54	16.54	16.54
硫化氢（ppmv）	＜3.5	＜3.5	＜3.5
液体热值（MJ/kg）	54.92	54.92	54.92
液体比重	0.4352	0.4352	0.4352
华白指数（MJ/Nm^3）	53.77	50.862	50.070
高热值（MJ/Nm^3）	40.638	38.456	37.842
低热值（MJ/Nm^3）	36.621	34.624	34.102
气相密度（kg/m^3）	0.739	0.6999	0.688
气相比重	0.571	0.572	0.531
液/气相膨胀系数	588.2	621.8	631.6

烃露点	-	-	-25.9
水露点	-	-	-21.2

表 2.6-2 天然气各组分基本性质表

名称	甲烷 CH_4	乙烷 C_2H_6	丙烷 C_3H_8	正丁烷 C_4H_{10}	异丁烷 Ⅰ~C_4H_{10}	其他 C_5~ C_{II}
密度（kg/m³）	0.72	1.36	2.01	2.71	2.71	3.45
爆炸上限%（V）	5.0	2.9	2.1	1.8	1.8	1.4
爆炸下限%（V）	15.0	13.0	9.5	8.4	8.4	8.3
自燃点（℃）	645	530	510	490	/	/
理论燃烧温度（℃）	1830	2020	2043	2057	2057	
燃烧 1m³ 气体所需空气量（m³）	9.45	16.7	23.9	31.02	31.02	38.18
最大火焰传播速度（m/s）	0.67	0.86	0.82	0.82	/	/

2.6.3 线路管材

输气管道材质为 X42M，直管段采用Φ406.4mm×8.7mm 螺旋缝埋弧焊钢，冷弯弯管采用Φ406.4mm×8.7mm 高频直缝电阻焊钢管，热煨弯管采用Φ406.4mm×9.5mm 高频直缝电阻焊钢管。

2.6.4 管道敷设

输气管道全线采用埋地敷设，管顶距地面埋深不小于 1.2m。

2.6.5 管道穿越

1、穿越河流

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道穿越河流 13 处，其中大型河流 1 条，中型河流 12 条，穿越河流情况，见表 2.6-3。

表 2.6-3 沿线穿越河流统计表

序号	河流名称	起止桩号	穿越方式	穿越管道长度	穿越等级	备注
1	熊岳河	Z100~Z101	大开挖	461.8m	大型	配重压袋
2	二道河	Z136~Z138	定向钻	591.7m	中型	
3	沙河	Z175~Z176	定向钻	540.7m	中型	
4	沙河支流	Z187~Z188	定向钻	350.7m	中型	
5	大清河	Z294~Z295	大开挖	573.4m	中型	
6	大旱河	Z332~Z333	定向钻	464.8m	中型	
7	新河	Z339~Z340	定向钻	1012.9m	中型	
8	咸水河	Z454~Z455	定向钻	541.5m	中型	

力康咨询 LIKANG CONSULTING

9	丰水河	Z483~Z484	定向钻	392.9m	中型	
10	营柳运河	Z535~Z536	定向钻	305.1m	中型	
11	上白线和水渠	Z572~Z574	定向钻	384.7m	中型	
12	胜利河	Z606~Z607	大开挖	117.9m	中型	
13	咸水河 2	Z471~Z472	定向钻	565.6m	中型	

2、穿越公路

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道穿越公路、国道及高速公路 23 处，穿越道路情况，见表 2.6-4。

表 2.6-4 沿线穿越道路情况统计表

序号	名称	起止桩号	穿越方式	穿越管道长度	备注
1	经四路	Z003~Z004	预埋套管	41m	混凝土套管 DN800mm
2	纬七路	Z005~Z006	预埋套管	30m	混凝土套管 DN900mm
3	南仙路	Z010~Z011	定向钻	122.84m	
4	滨海大道	Z012~Z013	顶管	46m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
5	沈大高速公路	Z031~Z032	定向钻	242.61m	
6	国道 202	Z059~Z060	顶管	42m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
7	山海大道	Z131~Z132	顶管	82m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
8	鲅孔路	Z171~Z172	顶管	48m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
9	芦安线	Z188~Z189	顶管	46m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
10	国道 202	Z215~Z216	顶管	36m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
11	榆望线	Z254~Z255	顶管	30m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
12	庄盖高速	Z268~Z269	顶管	64m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
13	沈大高速盖州出口匝道	Z283~Z284	定向钻	781m	
14	国道 305	Z455~Z456	顶管	52m	DRCGIIIA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
15	智泉路	Z510~Z512	顶管	40m	
16	营柳路	Z533~Z534	定向钻	93.93m	
17	营北路 1	Z536~Z537	定向钻	122.29m	
18	前江线	Z548~Z549	定向钻	109.93m	
19	老陈线	Z559~Z560	定向钻	49.77m	

力康咨询 LIKANG CONSULTING

20	营北路 2	Z568~Z569	定向钻	92.82m	
21	沈大高速营口出口匝道	Z596~Z597	定向钻	260.67m	
22	营大公路	Z559~Z560	顶管	42m	DRCGⅢA1200mm×2000mm，钢筋混凝土套管
23	沈大高速	Z605~Z607	定向钻	170.4m	

3、穿越铁路

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道穿越铁路 11 处，穿越铁路情况，见表 2.6-5。

表 2.6-5 沿线穿越铁路情况统计表

序号	名称	穿越位置	穿越方式	穿越管道长度	备注
1	哈大高铁	九垄地西	桥下开挖加套管	40m	
2	沈大铁路	熊岳镇西南	顶管	60m	
3	沈大铁路	沙岗子站东北	顶管	60m	
4	哈大高铁	双桥村西	桥下开挖加套管	40m	
5	拉盐铁路	二道沟镇东北	顶管	20m	
6	拉盐铁路	二道沟镇东北	顶管	20m	
7	拉盐铁路	营口盐场	桥下开挖	20m	
8	拉盐铁路	营口盐场	桥下开挖	20m	
9	拉盐铁路	营口盐场	桥下开挖	20m	
10	哈大高铁	清花集团西南	桥下开挖加套管	40m	
11	营大铁路与营大公路	清花集团东南	顶管	80m	

2.6.6 采矿区

长输管道沿线不压覆矿产资源。

2.6.7 阀室

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道沿线设置分输阀室 8 座，管道全线阀室设置情况，见表 2.6-6。

表 2.6-6 沿线阀室情况统计表

序号	名称	间距	位置	分输情况	放空立管	备注
1	鲅鱼圈南分输阀室	12.749km	盖州市陈屯镇背阴寨村	-	自立式，DN200，高度 20.3m	阴保站
2	信义分输阀室	11.572km	鲅鱼圈区红旗镇	信义玻璃、营	自立式，	

			文屯村	口华润	DN200，高度 20.3m	
3	鲅鱼圈北分输阀室	9.062km	鲅鱼圈区芦屯镇沙岗台村	营口港华	自立式，DN200，高度 20.3m	
4	盖州分输阀室	13.818km	盖州市团山街道办事处团山村	-	自立式，DN200，高度 20.3m	
5	北海分输阀室	13.698km	营口市老边区中盐盐业	-	自立式，DN200，高度 20.3m	
6	沿海分输阀室	13.286km	营口市老边区二道镇二道沟村	-	自立式，DN200，高度 20.3m	
7	中小园分输阀室	7.5km	营口市老边区路南镇江家村	龙华燃气、中海油新润	-	
8	老边分输阀室	5.245km	营口市老边区路南镇赵平房村	营口燃气	自立式，DN200，高度 20.3m	阴保站

2.6.8 阴极保护

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道采用强制电流阴极保护，阴极保护站设在鲅鱼圈南分输阀室和老边分输阀室，沿线设有阴极保护测试桩、去耦合器、临时阴极保护。

鲅鱼圈南阀室、老边阀室的恒电位仪采用高频开关电源技术，具有运行状态自动切换的功能，具备自检功能，具备恒电位仪一投一备的结构，可实现恒电位仪故障自动切换。此外，还具有过流保护、欠压保护、过热保护、雷击保护、断电测试功能、电位远控功能。

对于站内、阀室内埋地管线采用镁合金牺牲阳极保护，阳极通过防爆接线箱与管线相连。

2.6.9 附属设施

1、截断阀

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道沿线的信义分输阀室、鲅鱼圈南分输阀室、鲅鱼圈北分输阀室、盖州分输阀室、北海分输阀室、沿海分输阀室设置气液联动全通径全焊接球阀，可具备远程开关控制。此外，仙人岛厂区首站系统管道出站后及大石桥分输站（末站）管道进站前均设置截断阀。

2、标志桩

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道沿线设有里程桩、转角桩、阴极保护测试桩等永久性标志。里程桩每隔 1km 设置一个，在管道改变方向处设置水平转角桩，管线穿越道路、铁路、河流时设标志桩，阴极保护测试桩同里程桩结合设置。

3、警示牌

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道沿线在穿越河流处、公路穿越处、铁路穿越处、人员密集处设有警示牌。

4、警示带

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道沿线设置警示带，敷设在管道正上方距管顶 500mm 处。

5、配重压袋

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道穿越熊岳河时配有管道浮力平衡压袋。

2.6.10 高后果区

根据《“仙大线”98 公里长输管道高后果区识别报告（2025 年）》（中海油辽宁天然气有限公司，2025 年 7 月 18 日），对全部管道进行高后果区

识别，共计识别出高后果区 16 处，其中高后果区等级为Ⅰ级的 5 处、高后果区等级为Ⅱ级的 10 处、高后果区等级为Ⅲ级的 1 处。高后果区识别情况详见表 2.6-7。

表 2.6-7 高后果区识别情况统计表

编号	高后果区范围	位置坐标	地区等级	高后果区长度（km）	高后果区等级	高后果区特征
HCA1	Z000~Z013	N40°9′44.50″ E122°1′54.17″	三级地区	1.12km	Ⅱ	该段管道中心线两侧各200m 范围内有营口市恒阳新能源公司、 中国海化石油化工有限公司、华能营口仙人岛热电有限责任公司等易燃易爆场所，距离管道不足 10m，受影响人数约为 600 人。
HCA2	Z014+08~Z022+02	N40°9′39.47″ E122°3′52.91″	二级地区	0.91	Ⅰ	该段管道中心线两侧各200m 范围内有盖州市公安局仙人岛能源化工区派出所，属于特定场所；另外还有营口金霖实业有限公司、华谊机械制造有限公司等厂房，受影响人数约 200 人。
HCA3	Z060~Z071	N40°9′41.62″ E122°7′17.67″	四级地区	0.53	Ⅲ	该段管道中心线两侧各200m 范围内有山海新城、山海惠民新城等密集高层住宅楼，距离管道不足 100m；同时还有花园子村等民居。该段管道影响范围内人员密集，受影响人数约为 500 户。
HCA4	Z254~Z254	N 40°20′4.83″ E122°15′33.09″	一级地区	0.34	Ⅰ	该段管道中心线两侧各200m 范围内有盖州市沙岗学校，距离管道不足100m。受影响人数约 900 人。
HCA5	Z283~Z284	N 40°17′39.25″ E 122°16′49.98″	二级地区	0.89	Ⅱ	该段管道中心线两侧各200m 范围内有盖州收费站、高速加油站、海旺角饭店、恒德高端人才培训学校等人员聚集场所。受

						影响人数约 500 人。
HCA6	Z301~Z302	N 40°25′38.10″ E 122°18′31.24″	一级地区	0.26	I	该段管道中心线两侧各200m 范围内有西海小学及幼儿园，距离管道不足100m。受影响人数约 400人。
HCA7	Z309~Z310	N 40°26′29.96″ E 122°18′58.24″	二级地区	0.42	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有西海高速服务区、辽南中顺海蜇交易市场等人员密集场所，同时还有中石油加油站等易燃易爆场所。受影响人数约 100 人。
HCA8	Z359~Z366	N 40°29′59.31″ E 122°19′54.94″	一级地区	0.42	I	该段管道中心线两侧各200m 范围内有比较密集的民居及红旗饭店。受影响人数约 50 户。
HCA9	Z393~Z419	N 40°32′24.25″ E 122°19′45.44″	三级地区	1.13	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有比较密集的兰旗村民居及工厂，其中兰旗村居住户数在 100户以上。
HCA10	Z436~Z438	N 40°34′12.95″ E 122°18′15.79″	一级地区	0.2	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有兰旗饭店及中石化升隆加油站。受影响人数约 50 人。
HCA11	Z455~Z471	N 40°35′21.49″ E 122°16′52.21″	三级地区	1.31	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有土城村等较为密集的民居，户数在100 户以上。
HCA12	Z504~Z521	N 40°38′24.68″ E 122°18′48.50″	三级地区	1.5	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有营口润丰金属制造有限公司、营口园林绿化工程有限公司、营口诚大机械制造有限公司、营口金润塑胶科技有限公司、营口龙胜生物化工有限责任公司、营口市百超工业贸易有限公司、营口兰德起重机械公司等工业区。受影响人数约 300 人。

力康咨询 LIKANG CONSULTING

HCA13	Z549~Z552	N 40°34′23.62″ E 122°19′43.56″	一级地区	0.32	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有边江路加油站，影响人数 200 人。
HCA14	Z570~Z571	N 40°39′6.52″ E 122°24′12.91″	一级地区	0.23	I	该段管道中心线两侧各200m 范围内有一采摘园，属于在一年之内至少有 50d（时间计算不需连贯）聚集 30 人或更多人的区域的特定场所。受影响人数约 30 人。
HCA15	Z588~Z605	N 40°38′54.79″ E 122°26′6.34″	三级地区	1.33	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有辽宁省高速公路管理局营口管理处、营口市公安局高速公路巡逻民警第二大队、辽南物流、中石油和世纪石油加油站、中石油原油储罐、青花集团等，属于人员较为密集的区域，距离管道最短距离 10m，受影响人数约 400 人。
HCA16	Z613~Z625	N 40°39′23.22″ E 122°27′14.27″	三级地区	2.35	II	该段管道中心线两侧各200m 范围内有大石桥市福翔装饰工程有限公司、西下坎子、营口永利科技有限公司等，属于人员较为密集的区域。距离管道最短距离 10m。受影响人数约 200 人。

2.7 公用工程

2.7.1 给、排水系统

1、给水

首站系统供水水源来自市政自来水，供水管道接自纬八路的供水总管，接水管径为 DN200，供水压力为 0.1MPa，供水量为 300m^3/h。仙人岛厂区装置停产，厂内主要用水主要为生活用水（包括绿化用水）。

大石桥分输站用水主要为生活用水，由市政供水管网供给，最大用水量为 0.5t/h。

2、排水

首站系统雨水采用自然散排的方式。

大石桥分输站不产生生产污水，雨水采用自然散排的方式。

输气管道沿线的各分输阀室雨水排放采用自然散排的方式。

2.7.2 供配电

1、供电电源

仙人岛厂区电源进线为双回路 10kV 电缆线路。

第一路（临港 1#变）电源最大短路电流参数：66kV 侧为 5.5kA、10KV 侧为 14.22kA；变压器单台最大容量为 40000kVA，临港 1#变电站距仙人岛厂区约 3km，采用架空线路敷设。

第二路（移动箱变）电源短路电流参数 66KV 侧最大为 3945A、最小为 3800A；10kV 侧最大为 31.5kA、最小为 20kA；变压器单台最大容量为 31500kVA；移动箱变电所距仙人岛厂区约 1km。

仙人岛厂区在厂区内设变配电所一座，变电所内装两台 1250kVA10/0.4kV 变压器。厂前区设置一台 1250kVA10/0.4kV 变压器，为厂前区装置所有低压用电设备供电。

大石桥分输站用电电源接自市政电网。

输气管道沿线设置的阀室电源引自就近的供电电网，接入阀室内的电源间，之后供阀室内各用电部位。

2、负荷等级

仙人岛厂区消防水泵、消防稳压泵、UPS（不间断电源）、直流系统、消防报警装置以及仪表电源为一级用电负荷，其余用电设备为二、三级用电负荷。

大石桥分输站用电负荷等级为三级。控制系统及可燃气体报警系统设置UPS 电源。

3、应急电源

消防水泵、消防稳压泵、空气压缩机、10kV 电源、消防报警装置、仪表电源及部分工艺设备等采用一级用电负荷。当电网故障时，由柴油发电机供电给应急母线，保证其供电。应急照明采用带蓄电池的应急灯，应急灯照明时间为不低于 30min。

4、分输阀室

鲅鱼圈南分输阀室、老边分输阀室各设 1 套阴极保护系统保护，阴极保护系统包括恒电位仪、控制柜（台）、连接电缆、参比电极、接线箱以及辅助阳极；辅助阳极采用深井阳极。恒电位仪、阴极保护控制柜放置在机柜间内。恒电位仪放置在控制柜内，汇流点接线箱、辅助阳极地床接线箱为隔爆型。

2.7.3 防雷接地

1、首站系统

首站工艺区、发球区、放空立管为第二类防雷建筑物。

首站系统地上敷设管线做防雷防静电接地，接地电阻≤30Ω，平行敷设

的管线，在其净距小于 100mm 的部位，采用金属线跨接。

供电电源端及信息系统配电线路首末端均装设防浪涌保护器。

电气设备的金属外壳及所有电气用金属构件，电缆外皮均接地。

气化装置区（已停产）设有 2 座避雷针。

2、大石桥分输站

大石桥分输站地上敷设的输气管线做防雷防静电接地，接地电阻≤30Ω。

站内供电电源端及信息系统配电线路首末端均装设防浪涌保护器。电气设备的金属外壳及所有电气用金属构件，电缆外皮均接地。

3、各分输阀室

输气管道沿线设置的阀室及放空立管为第二类防雷建筑物。放空立管未装设接闪器，但已进行可靠接地。

2.7.4 压缩空气、氮气系统

仙人岛厂区辅助生产厂房内设有空压机 2 台，每台排量 1242m^3/h；冷干机 2 台，仪表风产量 1200m^3/h；制氮机 2 台，每台制氮量 180m^3/h。

制氮机、空压机和冷干机 1 备 1 用。

2.7.5 自控系统

仙人岛厂区设置集散控制系统（DCS）系统，首站系统装置所有的检测信号均传入控制系统，实现在控制室对整个装置进行集中控制和管理，控制室设置在控制室及变配电室用房的二楼。

系统的主要功能包括：采集站内工艺运行参数，与上级站进行数据交换；对采集的参数进行数据运算处理；通过对温度、压力、流量等分析后，编程

进行联锁控制；执行上级站下发的指令；全站的启动/停止控制；站内所有气动阀门远控及就地手动控制；工艺参数的自动调节控制；压力超限联锁保护控制；动态流程图显示（包括实时运行参数及设备状态）；运行参数的动态显示，参数的实时、历史趋势图显示；站内数据管理；自诊断自恢复；控制权限及访问权限的限定；数据的安全处理功能。

2.7.6 输气管道控制系统

仙人岛厂区办公楼内设有调度控制中心，设置数据采集监控与调度系统（SCADA），利用场站的计算机站控系统及现场智能电动仪表对天然气输配管网和各场站的运行进行远程的监视和控制。

SCADA 系统由 1 个调度中心，2 个有人值守监控站（仙人岛厂区首站系统、大石桥分输站（末站）及 8 个无人值守监控站（鲅鱼圈南分输阀室、信义分输阀室、鲅鱼圈北分输阀室、盖州分输阀室、北海分输阀室、沿海分输阀室、中小园分输阀室、老边分输阀室）组成，其中调度中心与下级站之间租用公网进行通信，调度中心与北京总部的通信采用数字数据（DDN）信道。

SCADA 系统主要负责监控和控制工艺系统包括调控中心各阀室及大石桥分输站服务器、工作站及 PLC、RTU、ESD 等设备。除中小园分输阀室，其他各阀室及分输站各一套气液联动阀主要实现管道压力高于 4.0MPa 自动关闭阀门保护管道，也可远程调控中心及就地控制阀门开关。

通讯系统主要负责将各阀室分输站及支线所有生产工艺数据上传至调控中心实现自动控制，随时监控现场生产工艺情况。阀室及分输站配备周界报警、监控系统、门禁系统、IP 电话等随时掌握现场情况。

各阀室及分输站有可燃气体报警器，大石桥分输站火灾报警系统包括主控室烟感报警、现场手报及声光报警，在工艺区进出口手报连锁场站一级关断，调压计量撬附近可燃气体探头同时两个以上高高报警 50%关闭调压计量撬进出口阀门。老边阀室及大石桥分输站控制室内有一级关断和二级关断按钮，一级关断为场站进出口阀门关闭，放散泄压阀全部打开。

输气管道沿线涉及高后果区安装了视频监控系统，可实现实时动态监测，监测信号传回调度中心。

2.7.7 消防系统

1、首站系统消防给水系统

首站系统依托仙人岛厂区消防系统，采用稳高压系统。当厂内消火栓启用，系统压力迅速下降时，消防稳压泵不能保证管网压力时，消防供水干管上的电接点压力表控制自动开启消防水泵。消防泵房内设置消防水泵 3 台（2 用 1 备，Q=100L/s，H=100m）、消防稳压泵 2 台（1 用 1 备，Q=5L/s，H=80m），消防泵组成套设置，自带控制柜一套。

室外消防供水管网环状布置，沿道路设置室外地下式消火栓，消火栓保护半径不大于 120m。此外，还设置消防水炮辅助消防。

室内消火栓给水系统，消火栓布置间距不大于 20m，保护半径不大于 25m，室内消火栓采用减压型消火栓，配备 DN65 水龙带和 Φ19 水枪。

消防水池分二格，总有效容积 4000m^3。消防水池补水采用市政自来水，补水管管径 DN200，补水量不低于 85m^3/h，满足 48h 内灌满消防水池的要求。

首站系统工艺区、发球区设置 8kg 手提式 ABC 类干粉灭火器。

变配电室（所）等处配置手提式 7kg 二氧化碳灭火器。

仙人岛能源化工区的消防由能源化工区的消防中队负责，现有消防力量为：黄河消防车一辆，可载 6t 消防水，消防车三辆，可载 12t 消防水和泡沫，可作为消防协作力量。

2、大石桥分输站消防给水系统

大石桥分输站属五级站场，不需设置消防冷却水系统。在站内配备一定数量的推车式、手提式磷酸铵盐干粉灭火器。此外，距本站约 1.6km 处有石北大街消防救援站，可以作为本站的消防依托力量。

2.7.8 采暖、通风

1、供暖

该项目不需要采暖。

2、通风

首站系统工艺区、大石桥分输站工艺区采用自然通风。

输气管道沿线阀室内的工艺间采用自然通风。

2.8 安全管理

2.8.1 安全管理机构设置及安全管理人员配备

中海油辽宁天然气有限责任公司设立了安全生产委员会，安全生产委员会办公室设在公司 QHSE 部。

表 2.8-1 主要负责人和安全管理人员持证情况

姓名	行业类别	人员类型	证书编号	有效期限	签发机关
张连志	危险化学品经营单位	主要负责人	210113197803297214	2024.9.20-2027.9.19	营口市应急管理局
李清涛	危险化学品经营单位	主要负责人	21130219790517041X	2026.6.8-2029.6.7	营口市应急管理局
崔峤杉	危险化学品	安全生产管	210802199708230538	2024.5.9-2027.5.8	营口市应急

	经营单位	理人员			管理局
范勇	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	142422198408220314	2023.8.29-2026.8.28	营口市应急管理局
冯文亮	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210804198202083014	2026.6.8-2029.6.7	营口市应急管理局
何亮	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	320303198101209812	2026.6.8-2029.6.7	营口市应急管理局
侯群	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210882199101091211	2025.8.20-2028.8.19	营口市应急管理局
黄得卿	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210881199106050017	2025.11.3-2028.11.2	营口市应急管理局
刘经明	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210881198909090018	2023.8.29-2026.8.28	营口市应急管理局
刘启禄	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210881199908300436	2025.11.3-2028.11.2	营口市应急管理局
刘杨	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210802198403100519	2025.7.7-2028.7.6	营口市应急管理局
温德振	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210281198709250037	2024.5.9-2027.5.8	营口市应急管理局
杨琪	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	120107197105025415	2025.4.2-2028.4.1	营口市应急管理局
尹浩鑫	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	21080419960105352X	2024.9.20-2027.9.19	营口市应急管理局
臧春宇	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210882198812262115	2023.8.29-2026.8.28	营口市应急管理局
周鑫	危险化学品经营单位	安全生产管理人员	210802198407190013	2025.4.2-2028.4.1	营口市应急管理局

2.8.2 安全管理制度及操作规程

中海油辽宁天然气有限责任公司建立从总经理、副总经理到各部门及各岗位人员的全员安全生产责任制。

表 2.8-2 安全责任制清单

序号	部门责任制	岗位责任制	
1	安全生产委员会	安全生产委员会职责	
2	应急管理委员会	应急管理委员会职责	
3	总经理	总经理	
4	副总经理	分管安全、生产、工程、财务	
5	副总经理	分管商务、综合	
6	质量健康安全环保部	质量健康安全环保部经理	
		质量健康安全环保部副经理	

		专项工作	
		安全主管	
		质量体系管理	
		安全管理	
7	计划财务部	计划财务部经理	
		会计岗	
		出纳主管	
		规划计划经理	
		计划主管	
		计划统计	
8	生产部	部门经理	
		部门副经理	
		生产经理	
		技术经理	
		化验班长	
		化验岗	
		加气母站站长	
		CNG 装卸车工	
		安全监督	
		操作班长	
		操作工	
		分输站站长	
		管道监督	
		输气工	
		综合管理	
		工程管理	
		土建经理	
		电仪班长	
		电仪工	
		维修监督	
		机修班长	
		机修工	
		计量	
9	管道保护部	部门经理	
		管道完整性经理	
		管道运行班长	
		管道运行工	
10	工程技术部	部门经理	
		工程建设管理	
		工程管理	
		土建经理	

力康咨询 LIKANG CONSULTING

11	商务部	商务部经理	
		商务部副经理	
		采办经理	
		合同经理	
		采办管理 1	
		采办管理 2	
		库房管理	
		合规主管	
12	综合管理部	部门经理	
		党群经理	
		党风廉政建设主管	
		专项工作	
		工会主席	
		团支部书记	
		档案管理	
		薪酬经理	
		政务经理	
		行政经理	
		人事培训管理	
		信息化建设及网络安全	
13	外包人员	外包维修电仪工	归属生产部
		外包维修机修工	归属生产部
		厂区卫生清洁员	归属生产部
		保安	归属综合管理部
		保洁员	归属综合管理部
		厨师	归属综合管理部
		面点	归属综合管理部
		切菜	归属综合管理部
		洗碗	归属综合管理部
		司机	归属综合管理部
		属地巡线员	归属生产部

表 2.8-3 安全管理制度清单

序号	名称	文件编号	备注
1	安全承诺公告管理规定	LN-QHSE-02-01	
2	全员安全生产责任制管理规定	LN-QHSE-02-02	
3	风险管理程序	LN-QHSE-03-01	
4	法律法规识别与合规性评价管理程序	LN-QHSE-03-02	
5	目标与绩效管理程序	LN-QHSE-03-03	
6	QHSE 费用管理规定	LN-QHSE-04-01	
7	QHSE 培训管理程序	LN-QHSE-04-02	
8	信息沟通管理规定	LN-QHSE-04-03	

9	文件和资料管理规定	LN-QHSE-04-04	
10	合作经营活动 HSE 管理规定	LN-QHSE-05-01	
11	建设项目 QHSE 管理规定	LN-QHSE-05-02	
12	质量管理规定	LN-QHSE-05-03	
13	职业健康管理规定	LN-QHSE-05-04	
14	安全管理规定	LN-QHSE-05-05	
15	环境保护管理规定	LN-QHSE-05-06	
16	变更管理程序	LN-QHSE-05-07	
17	采办 QHSE 管理规定	LN-QHSE-05-08	
18	工艺设备管理规定	LN-QHSE-05-09	
19	承包商 QHSE 管理程序	LN-QHSE-05-10	
20	安全环保节能项目投资管理规定	LN-QHSE-05-11	
21	应急管理程序	LN-QHSE-05-12	
22	生产过程异常工况安全处置管理规定	LN-QHSE-05-13	
23	检查与监督管理规定	LN-QHSE-06-01	
24	审核管理程序	LN-QHSE-06-02	
25	不符合、纠正措施与预防措施管理规定	LN-QHSE-07-01	
26	事故管理程序	LN-QHSE-07-02	
27	作业许可管理规定	QHSE-05-05	
28	QHSE 绩效考核管理规定	QHSE-6-02	
29	管理评审管理程序	QHSE-06-04	
30	危险化学品安全管理标准	LN-QHSE-3-03-01	
31	安全环保违规及事故责任追究管理标准	LN-QHSE-04-02-01	
32	培训及持证上岗管理标准	LN-QHSE-05-02-01	
33	建设项目开工前 HSE 检查管理标准	LN-QHSE-05-02-02	
34	建设项目安全优质文明施工管理标准	LN-QHSE-05-02-03	
35	建设项目试生产前 HSE 检查管理标	LN-QHSE-05-03-01	
36	质量管理小组活动管理标准	LN-QHSE-05-04-01	
37	作业场所职业健康管理标准	LN-QHSE-05-04-02	
38	职业健康监护管理标准	LN-QHSE-05-04-03	
39	集体用餐食品安全管理标准	LN-QHSE-05-04-04	
40	突发传染病事件管理标准	LN-QHSE-05-05-01	
41	防爆电气安全管理标准	LN-QHSE-05-02-02	
42	特种设备管理标准	LN-QHSE-05-05-03	
43	作业许可管理标准	LN-QHSE-05-05-04	
44	皮肤防护类用品管理标准	LN-QHSE-05-05-05	
45	现场作业监护管理标准	LN-QHSE-05-05-06	
46	现场医疗急救管理标准	LN-QHSE-05-05-07	
47	安全标志及防护栏杆管理标准	LN-QHSE-05-05-08	
48	办公场所 HSE 管理标准	LN-QHSE-05-05-09	
49	公务车辆交通、差旅及节假日安全管理标准	LN-QHSE-05-05-10	

50	反恐防范工作管理标准	LN-QHSE-05-05-11	
51	消防安全管理标准	LN-QHSE-05-05-12	
52	能量隔离及挂牌锁定管理标准	LN-QHSE-05-05-13	
53	劳动防护用品管理标准	LN-QHSE-05-05-14	
54	安全生产信息管理标准	LN-QHSE-05-05-15	
55	现场安全监督检查日报管理标准	LN-QHSE-05-05-16	
56	仓库安全管理标准	LN-QHSE-05-05-17	
57	作业危害分析(JHA)管理标准	LN-QHSE-05-05-18	
58	手持电动工具安全管理标准	LN-QHSE-05-06-01	
59	生态保护与污染物排放管理标准	LN-QHSE-05-06-02	
60	环境风险管理及环境事件报告管理标准	LN-QHSE-05-06-03	
61	环境监理管理标准	LN-QHSE-05-07-01	
62	人员变更管理标准	LN-QHSE-05-09-01	
63	安全仪表系统管理标准	LN-QHSE-05-09-02	
64	装置开停工管理标准	LN-QHSE-05-09-03	
65	设备停用、报废和拆除安全管理标准	LN-QHSE-05-09-04	
66	关键装置、重点部位安全管理标准	LN-QHSE-05-09-05	
67	防雷装置安全管理标准	LN-QHSE-05-10-01	
68	监理单位 HSE 管理标准	LN-QHSE-05-10-02	
69	分包商 HSE 管理标准	LN-QHSE-05-10-03	
70	承包商 HSE 桥接文件管理标准	LN-QHSE-05-10-04	
71	生产运营承包商管理标准	LN-QHSE-05-11-01	
72	固定资产投资项目节能低碳管理标准	LN-QHSE-05-12-01	
73	应急物资及药品管理标准	LN-QHSE-5-12-02	
74	自然灾害防范及应对管理标准	LN-QHSE-06-01-01	
75	事故隐患排查治理和生产安全事故隐患排查专	LN-QHSE-06-01-02	
76	监视和测量设备管理标准	LN-QHSE-06-01-03	
77	人员突发意外事件报告和跟踪管理标准	LN-QHSE-07-02-01	

表 2.8-4 操作规程清单

序号	名称	备注
1	过滤器分离器操作规程	
2	电动球阀 Rotork（洛托克）执行器操作规程	
3	SCADA 系统操作规程	
4	消防控制室操作规程	
5	接收清管器操作规程	
6	气液联动球阀 SHAFER 操作规程	
7	排污管操作规程	
8	调压撬操作操作规程	
9	ESD 操作系统操作规程	
10	分输站放空操作规程	
11	管道监控系统报警追踪设置操作规程	

12	空气压缩机操作规程	
13	干燥机系统操作规程	
14	制氮机启停操作规程	
15	气相色谱仪操作规程	
16	露点仪操作规程	
17	化验取样操作规程	
18	行吊起重机操作规程	
19	普通车床操作程序	
20	电焊机操作程序	
21	立式砂轮机操作规程	
22	切割机操作规程	
23	角磨机操作程序	
24	手电钻操作程序	
25	台钻操作规程	
26	叉车操作规程	
27	UPS 启动操作程序	
28	UPS 停止操作程序	
29	变压器断电操作程序	
30	变压器送电操作程序	
31	应急发电机启动操作程序	
32	应急发电机停机操作程序	
33	低压配电柜分闸操作程序	
34	低压配电柜合闸操作程序	
35	电伴热启动操作程序	
36	电伴热停止操作程序	
37	高压柜分闸操作程序	
38	高压柜合闸操作程序	
39	照明系统断电程序	
40	照明系统送电程序	
41	DCS+ESD 系统正常关断程序	
42	DCS+ESD 系统初始启动程序	
43	FGS 火气系统初始启动程序	
44	FGS 火气系统正常关停程序	
45	孔板差压流量计正常关断操作程序	
46	消防泵操作规程	
47	消防炮操作规程	
48	消火栓操作规程	
49	柴油消防泵启、停操作规程	
50	水源热泵系统启、停操作规程	

2.8.3 特种作业人员

中海油辽宁天然气有限责任公司特种作业人员持证上岗。

表 2.8-5 特种作业人员台账

姓名	作业类别	操作项目	证号	有效期限	签发机关
丁博	电工作业	低压电工作业	T210802198706130010	2023.11.30-2029.11.29	辽宁省应急管理厅
	危险化学品安全作业	化工自动化控制仪表作业	T210802198706130010	2021.9.10-2027.9.9	辽宁省应急管理厅
何洋	电工作业	低压电工作业	T210502198507292715	2020.9.10-2026.9.9	辽宁省应急管理厅
	高处作业	高处安装、维护、拆除作业	T210502198507292715	2021.10.28-2027.10.27	辽宁省应急管理厅
	电工作业	高压电工作业	T210502198507292715	2020.9.14-2026.9.13	辽宁省应急管理厅
	危险化学品安全作业	化工自动化控制仪表作业	T210502198507292715	2021.9.10-2027.9.9	辽宁省应急管理厅
马厚国	高处作业	高处安装、维护、拆除作业	T210804198005313511	2022.10.12-2028.10.11	辽宁省应急管理厅
	焊接与热切割作业	熔化焊接与热切割作业	T210804198005313511	2022.7.11-2028.7.10	辽宁省应急管理厅
唐超	高处作业	高处安装、维护、拆除作业	T210881198912214878	2022.10.12-2028.10.11	辽宁省应急管理厅
	焊接与热切割作业	熔化焊接与热切割作业	T210881198912214878	2020.9.17-2026.9.16	辽宁省应急管理厅
王占坤	电工作业	低压电工作业	T210624198911084217	2020.9.23-2026.9.22	辽宁省应急管理厅
	高处作业	高处安装、维护、拆除作业	T210624198911084217	2021.10.28-2027.10.27	辽宁省应急管理厅
	电工作业	高压电工作业	T210624198911084217	2020.9.27-2026.9.26	辽宁省应急管理厅
	危险化学品安全作业	化工自动化控制仪表作业	T210624198911084217	2021.6.16-2027.6.15	辽宁省应急管理厅

2.8.4 特种设备作业人员

表 2.8-5 特种设备作业人员台账

姓名	作业类别	证号	有效期限	签发机关
范勇	A	142422198408220314	2028.7	营口市市场监督管理局
崔峤杉	A	210802199708230538	2030.1	营口市市场监督管理局
杨琪	A	120107197105025415	2028.5	营口市市场监督管理局

何亮	A	320303198101209812	2030.1	营口市市场监督管理局
杨炳日	R1、R2	21082319901031227X	2029.12/2029.12	营口市市场监督管理局
高钰金	R2	210882199404280036	2029.12	营口市市场监督管理局
冷海艺	R2	210281199106164310	2029.12	营口市市场监督管理局
罗宗浩	R2	210882199103301517	2030.4	营口市市场监督管理局
刘旭峰	R1、R2	210881199208017015	2029.2/2029.1	营口市市场监督管理局
刘国强	R1、R2	211202199202171751	2029.2/2029.1	营口市市场监督管理局
侯群	R1	210882199101091211	2027.7	营口市市场监督管理局
刘经明	R2	210881198909090018	2027.11	营口市市场监督管理局
史锺有	R1、R2	210881199709251299	2029.2/2029.1	营口市市场监督管理局
刘文凭	N1、Q2	210211198508044510	2028.5/2028.5	营口市市场监督管理局

2.8.5 应急预案

中海油辽宁天然气有限责任公司 2025 年编制了《生产安全事故综合应急预案》、《天然气泄漏事故专项应急预案》、《天然气火灾爆炸事故应急预案》、《长输管道高后果区专项应急预案》及各种现场处置方案。

2.8.6 防雷检测

中海油辽宁天然气有限责任公司委托营口市气象科技服务有限公司对仙人岛厂区内、各分输阀室、大石桥分输站等进行了防雷检测，检测时间 2026 年 6 月 5 日，出具了报告编号为 1062017005[2026]BK091，1062017005[2026]BK093、1062017005[2026]BK092 的《雷电防护装置检测报告》。

2.8.7 安全教育培训

中海油辽宁天然气有限责任公司每年制定安全教育培训计划，并根据计划进行培训，2026 年 5 月 21 日进行了全员岗位责任制培训，采用线下和海油云会议线上培训方式。

近三年的新员工经过三级教育培训合格后上岗作业。

2.8.8 近三年现状

中海油辽宁天然气有限责任公司仙人岛厂区内气化装置区、液化装置、LNG 卸车及 LNG 储存停产，LNG 储罐重大危险源进行核销。

2.8.9 近三年隐患排查治理情况

三年来，中海油辽宁天然气有限责任公司组织开展安全风险隐患排查治理，对列入安全隐患实施管控措施。

2023 了完成信义阀室院外入户架空主电缆与钢丝脱落，离地间隙过低；老边阀室可燃气体探测器接地线断裂；液化厂首站发球筒区域去长输管道关断阀 SDV-11222 液压系统压力表故障；长输管道现场部分压力表检验超期等安全隐患及安全问题 277 条。

2024 年完成无专职安全管理人员任命文件；LNG 气化装置长期停用，未采取有效隔离；大石桥分输站天富管道隔离处盲板缺少隔离锁定牌；北海阀室工艺间门口穿线管未进行有效封堵；辽宁天然气有 7 条压力管道（管道编号：NG102、NG103、NG106、NG107、NG108、NG109、NG111）超期未检验等安全隐患和安全问题 373 条。

2025 年完成辽宁天然气公司首站多个阀门执行机构指示器显示不清、内

部腐蚀严重；辽宁天然气公司生产部首站工艺区压力表未定期检定；辽宁天然气首站区域集气管排污导淋、火炬积液罐放空旁通管道法兰缺少静电跨接线；老边阀室调压计量撬压力表存在漏油现象；首站装置区沥青调压计量撬法兰螺栓锈蚀等安全隐患及安全问题 222 条。

上述问题均完成整改。

力康咨询
LIKANG CONSULTING

3 危险、有害因素辨识分析

3.1 危险、有害因素辨识依据

根据该项目的特点，依据《生产安全事故分类与编码》（GB 6441-2025）、《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）中对危险有害因素的分类，找出该项目运营过程中存在的主要危险、有害因素。

3.2 物料的危险有害因素分析汇总

该项目输送的介质为天然气，仪表系统涉及压缩空气，吹扫涉及氮气。首站工艺区设置一套加臭装置，使用四氢噻吩（加臭剂）。

表 3.2-1 天然气化学品物质特性

名称	UN 号	CAS 号	危险化学品名录号	危险性类别	主危险性	火灾危险性分类	闪点	爆炸上下限	防爆等级	毒性	备注
天然气	1972	8006-14-2	2123	易燃气体，类别 1；加压气体	易燃	甲	-	5.0-16	IIAT1	轻度	重点监管
氮（压缩的或液化的）	-	7727-37-9	172	加压气体	不燃	戊	-	-	-	-	
压缩空气	-	-	-	加压气体	助燃	丁	-	-	-		非危险化学品
四氢噻吩	2412	110-01-0	2075	易燃液体	易燃	甲	12	1.1-12.3	IICT6	轻度	

表 3.2-2 天然气危险化学品信息表

特别警示	极易燃气体。
理化特性	无色、无臭、无味气体。微溶于水，溶于醇、乙醚等有机溶剂。分子量 16.04， 熔点-182.5℃，沸点-161.5℃，气体密度 0.7163g/L，相对蒸气密度（空气=1）0.6， 相对密度（水=1）0.42(-164℃)，临界压力 4.59MPa，临界温度-82.6℃，饱和蒸气压 53.32kPa(-168.8℃)，爆

	炸极限 5.0%～15%（体积比），自燃温度 537℃，最小点火能 0.28mJ，最大爆炸压力 0.717MPa。 主要用途：主要用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸危险。 【活性反应】 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂剧烈反应。 【健康危害】 纯甲烷对人基本无毒，只有在极高浓度时成为单纯性窒息剂。皮肤接触液化气体可致冻伤。 天然气主要组分为甲烷，其毒性因其他化学组成的不同而异。
安全措施	【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩带供气式呼吸器。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，重点储罐需设置紧急切断装置。 避免与氧化剂接触。 生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【特殊要求】 【操作安全】 （1）天然气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。 （2）生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业（固定动火区必须距离生产区 30m 以上）。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火，严禁堆放易燃物，站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。 （3）天然气配气站中，不准独立进行操作。非操作人员未经许可，不准进入配气站。 （4）含硫化氢的天然气生产作业现场应安装硫化氢监测系统。进行硫化氢监测，应符合以下要求： ——含硫化氢作业环境应配备固定式和携带式硫化氢监测仪； ——重点监测区应设置醒目的标志； ——硫化氢监测仪报警值设定：阈限值为 1 级报警值；安全临界浓度为 2 级报警值；危险临界浓度为 3 级报警值； ——硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。 （5）充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。 【储存安全】 （1）储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。 （2）应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。 （3）天然气储气站中： ——与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置，应符合国家

	现行标准； ——天然气储气站内建(构)筑物应配置灭火器，其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定； ——注意防雷、防静电，应按《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）的规定设置防雷设施，工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施，并定期进行检查和检测。 【运输安全】 （1）运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。 （2）槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。 （3）车辆运输钢瓶时,瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车， 停车时要有人看管。发生泄漏或火灾时要把车开到安全地方进行灭火或堵漏。 （4）采用管道输送时： ——输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准； ——输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩； ——输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志； ——输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。
应急处置原则	【急救措施】 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38～42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【灭火方法】 切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器， 尽可能将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。 【泄漏应急处置】 消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。

表 3.2-3 氮气危险化学品信息表

标识	中文名：氮；氮气　　英文名：Nitrogen 分子式：N2
理化性质	性状：无色无臭气体/液体。微溶于水、乙醇 临界温度(℃)：-147 临界压力(MPa)：3.40 饱和蒸汽压(kPa)：1026.42/-173℃ 熔点(℃)：-209.8 沸点(℃)：-195.6 相对密度(水=1)：0.81/-196℃ 相对密度(空气=1)：0.97
危险性	不燃气体，受热后瓶内压力增大，有爆炸危险。有毒、有窒息性 灭火方法：不燃。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处
健康危害	氮气过量，使氧分压下降，会引起缺氧。大气压力为 392kPa 表现爱笑和多言，对视、听和嗅觉刺激迟钝，智力活动减弱；在 980kPa 时，肌肉运动严重失调。潜水员深潜时，可发生氮的麻醉作用；上升时快速减压，可发生“减压病”
急救措施	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。 就医
防护措施	呼吸系统防护：一般不需特殊防护眼睛防护：一般不需特殊防护 身体防护：穿工作服 手防护：必要时戴防护手套其他防护：避免高浓度吸入
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，建议应急处理人员戴自　给式呼吸器，穿相应的工作服。切断气源，通风对流，稀释扩散。漏气容器不能再　用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体
储运措施	不燃性压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源防止阳光直射。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装　轻卸，防止钢瓶及附件破损。包装类别：III类

3.3 生产工艺过程危险因素分析

根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》和《生产安全事故分类与编码》等的有关规定，将该企业的危险、有害因素分为：火灾、泄漏、可燃气体爆炸、触电、道路（轨道）车辆致害、高处坠落、物体打击、跌落、其他伤害。

3.3.1 火灾

天然气属于甲类易燃气体，爆炸极限范围 5～15%，具有较大的的易燃、

易爆性。在正常情况下天然气是在密闭的系统中输送的，一旦系统发生故障导致密闭输送的天然气泄漏，天然气易与空气形成爆炸性气体，遇到火源会发生火灾事故。

电气线路短路、过载及接触电阻过大都会导致电火花及电弧的产生，从而引发火灾事故。主要原因有：电气线路敷设时，导线接头不牢固，接触不良，导致局部接触电阻过大，引起发热，并随发热时间的延长，温度升高，甚至使导线接头发生熔化，引起导线中绝缘材料中的可燃物质燃烧，同时引燃周围可燃物质；当导线中流过的电流超过额定电流值时，导线温度就会升高，甚至超过允许温度值，这样加速导线绝缘材料的老化，直至损坏，从而造成短路产生火花或电弧；电气线路因意外情况导致两相相碰而发生短路，由于短路电流非常大，产生瞬间放电，不仅烧毁绝缘材料，而且引燃周围可燃物质。

3.3.2 泄漏

管线腐蚀、冻裂、胀裂、法兰垫破损等造成可燃液体泄漏或污染环境；容器腐蚀穿孔或破裂，阀门渗漏等造成天然气泄漏或环境污染；错开、忘关阀门，管线连接处无盲板隔离等造成跑冒料；管道基础沉降不均或基础下沉而使管道变形或破坏，造成气体泄漏；压力容器本体和附件连接处出现渗漏造成可燃气体的聚集；压力容器及相关管线材质不良（耐压、耐低温、耐腐蚀不够等）、法兰盘面易变形、阀片易破裂、密封部件易破损、偏摆等造成的泄漏；由阀门质量缺陷而造成的泄漏；焊接质量差，都易造成天然气泄漏；仪表、阀门、法兰，若安装不当，密封不可靠，会导致天然气泄漏；管道系

统进行调压、限压操作，由于压力大幅度变化而发生振动可能导致管道、管道焊缝，以及管道与其他设备连接处开裂，使天然气泄漏；计量系统发生泄漏；

3.3.3 可燃气体爆炸

泄漏的天然气遇点火源可能发生可燃气体爆炸事故。工艺区可能出现的点火源包括：在工艺区内违章用火（电）或使用非防爆器具，以及铁器碰撞等；采样作业时产生的静电，员工未按规定着装；输送液体流速过快、电气不防爆、没有防静电设施或者违章作业等原因；防爆电气失效。使用非防爆灯具、避雷设施不符合要求或避雷设施损坏，又逢雷雨天而产生静电火花、电气火花、雷电火花或明火，均有可能发生可燃气体爆炸事故。

如放空系统出现故障，就要将管道中的气体直排进大气，当这些气体与空气混合达到爆炸浓度极限时，存在可燃气体爆炸危险。当管道运行压力超过设定值时，会有泄压排放，采用直接压力保护阀泄压方式将气体直接排入大气环境，也有发生可燃气体爆炸的可能性。

3.3.4 容器爆炸

发球筒、汇气管、过滤分离器、排污罐、收球筒等压力容器，可能由于安全附件失效或过载运行而发生物理爆炸的危险。容器爆炸事故不但使整个设备遭到毁坏，而且会破坏周围的设备及建筑物，并造成人员伤亡事故。因为当容器爆炸时，内部的介质卸压膨胀，瞬时释放出较大的能量，这些能量除了可以将整个容器或其碎块以很高的速度抛散外，还会产生冲击波在大气中传播，从而造成更大的破坏。

3.3.5 管道爆炸

压力管道设计不合理；制造材质不符合要求；安装质量差；焊接质量差；超压运行等导致管道承受能力下降；安全装置或附件不全、不灵敏等原因失效；外界挤压或碰撞、管道内外腐蚀等原因使承受能力下降而发生物理爆炸。

3.3.6 中毒、窒息

天然气属于轻度毒性危害，但长时间大量吸入也会发生中毒事故。

如果作业场所或储存场所通风不良，劳动保护用品佩戴不齐全，个人进行违章检修，或发生意外事故造成天然气泄漏，可能造成窒息事故。

当输送管道发生泄漏，或紧急放空时，大量天然气外泄，会使其范围内无防护的人员发生窒息事故。

作业人员因工作需要进入设备容器内作业，设备容器没有进行清洗、置换，又未进行安全分析，或没有采取相应的安全防护措施，设备容器外也没有专人进行监护等，作业人员就贸然进入，均可能造成窒息事故，严重时可导致人员死亡。

3.3.7 触电

电气部分主要包括电气主接线、电气设备、配电装置、防雷接地、操作电源、控制与信号系统、继电保护装置及计算机控制系统等。电气设备、电缆敷设及配电装置随处可见，存在着电气安全保护设施不完善、电缆敷设不合理造成人体触电伤害事故的危险，而触电伤害是最常见的事故。

触电方式有以下几种：单相触电；两相触电；人体直接接触绝缘损坏的设备；人体接近高压设备造成弧光放电；在停电设备上工作时突然来电等。

对人体而言，触电可能造成严重的伤害，轻则受伤致残，丧失劳动能力，重则造成死亡。

一旦发生触电事故还可能引发火灾爆炸等次生事故，影响发电系统的安全运行。

电击危险因素的产生原因：

（1）电气线路或电气设备在设计、安装上存在缺陷，或在运行中，缺乏必要的检修维护，使设备或线路存在漏电、过热、短路、接头松脱、断线碰壳、绝缘老化、绝缘击穿、绝缘损坏等隐患；

（2）没有设置必要的安全技术措施（如保护接零、漏电保护、安全电压、等电位联结等）或安全措施失效；

（3）电气设备运行管理不当，安全管理制度不完善；没有必要的安全组织措施；

（4）专业电工或机电设备操作人员的操作失误，或违章作业等；

（5）变电所、与储运设施配套的各类电气设备、电气开关电缆、接地、接零或屏蔽措施不完善等原因造成漏电，从而导致触电伤人事件；

（6）在变电所的高压端，如果绝缘或防护设施不良，接近的人员即使不与带电部位接触也易造成电击伤害事故。

3.3.10 道路（轨道）车辆致害

车辆在公共道路或轨道上进行生产经营活动过程中由于碰撞、刮擦、碾压、挤压、翻车、脱轨等造成的事故。

巡线人员需要在社会道路沿线驾车行驶，未按规定停靠、超速行驶，或

因车辆存在刹车失灵、转向失灵、尾灯损坏、超载、捆绑不牢、违章操作、视野不好、忽视瞭望等因素都可能造成道路（轨道）车辆致害。

3.3.11 高处坠落

在高处作业过程中可能会由于护栏设计不周、保护失效或操作大意，造成高处坠落伤亡事故。防护措施不牢固，或发生误操作，易于造成人员失足滑倒或踩空坠落，造成操作人员伤亡。

3.3.12 物体打击

对设备进行检修作业或巡检时，高处作业时作业人员从高处随意往下任意乱抛物体；或在检修作业过程中工器具脱落飞出；或在检修作业过程中物体受到打击后边、角飞出。或正在转动的机器设备零部件因安装不牢而飞出，从而造成对作业人员或其周围人员的伤害。高压管道气体泄漏喷射可能打击巡检人员。

3.3.13 跌落

由于地面湿滑、路况不佳、人员注意力中等原因，可能发生人员跌倒、跌落小于 2m 以下的作业平台。

3.3.14 其他伤害

1、噪声与振动

发出噪音的设备主要为压缩机、空气压缩机、变压吸附制氮等设备，属机械性噪声。此外还有输送介质在管道中高速流动而产生的气动性噪声。如果长期在强噪声环境下工作，日积月累，内耳器官易发生器质性病变，成为永久性听阈偏移，变成噪声性耳聋。噪声性耳聋与噪声的强度、频率有关，

力康咨询 LIKANG CONSULTING

还与噪声的作用时间长短有关。噪声的强度越大、频率越高、作业时间越长，它的发病率越高。噪声还降低劳动生产率， 在噪声的刺激下，人们的注意力很不容易集中，工作易出差错，不仅影响工作进度，而且降低工作质量，容易引起工伤事故。《工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分：物理因素》中规定：工人作业场所噪声容许标准为 85dB（A）。

机泵等基础设备产生机械性振动，电机产生电磁性振动，输送管道产生流体动力性振动。振动值过大除可能造成设备损坏外，还会对人体产生振动危害，长期接触大强度的生产性振动，在一定条件下可引起振动病，表现为以末梢循环、末梢神经障碍为主的全身性疾病。

2、低温冻伤

天然气节流放空低温可造成人员冻伤。

3.4 管线腐蚀和管线破裂危险有害因素辨析

金属腐蚀是金属表面受周围介质的化学或电化学作用所引起的金属损失的现象。引发长输管道事故的主要危险、有害因素表现为：杂散电流干扰腐蚀、土壤对管道的腐蚀、应力腐蚀或微生物腐蚀等，而且，随着管线运行时间的增长，防腐层老化现象就会加剧，运行风险就会增大。

3.4.1 杂散电流干扰腐蚀危害

地中流动的杂散电流或干扰电流对长输管道将产生腐蚀，称为电流腐蚀。电流腐蚀分为直流杂散电流腐蚀和交流杂散电流腐蚀。杂散电流是对管道造成腐蚀的一个很重要的因素。杂散电流就是从电力设备的电源导体进入到周围土壤中的电流，该电流在另一点从土壤中返回到电源电路。

（1）直流电流干扰腐蚀

直流杂散电流主要来自直流的接地系统，如直流供电所接地极、电解电镀设备的接地及直流电焊设备系统等。埋地钢质管道因直流杂散电流或干扰电流造成的腐蚀，具有局部腐蚀的特征,常常造成管道穿孔。

当处于阴极保护系统及其他直流干扰源附近的管道，其任一点上的管地电位较该点的自然电位偏移 20mV 或管道邻近土壤直流电位梯度大 0.5mV/m 时，可确认管道存在直流干扰。当管道上任意一点管地电位较该点自然电位正向偏移 100mV，或者该点管道邻近土壤直流地电位梯度大于 2.5mV 时，应采取防护措施。

（2）交流电流干扰腐蚀

交流杂散电流主要来自于高压输电线路等，高压输电线路其对埋地管道产生电场作用、磁场作用和地电场作用，由于管道防腐层存在漏敷点及其他缺陷，必然造成交流干扰电流进入而出现交流电流干扰腐蚀。

3.4.2 土壤对管道的腐蚀危害

腐蚀是管道穿孔漏气事故发生最常见的，也是最主要的因素，输气管道在土壤中的腐蚀主要是化学腐蚀。各类土壤中的含盐量、含水量及土壤电阻率等存在着较大的差异。土壤的电阻率越大，对管道的腐蚀影响性越小；土壤电阻率越小，对管道的腐蚀影响性越大。

防腐层是管道防止外部腐蚀的第一道防线，质量好的防腐层可使管道与腐蚀环境隔绝开，具有减少腐蚀的良好功效。当防腐层存在破损时，阴极保护作为管道防腐的第二道防线，将保护破损处，减缓或抑制腐蚀介质对管道

的侵蚀。

通过对输气管道腐蚀原因的分析，主要可归纳为以下两点：

（1）补口质量较差导致防腐保温层内有大量的水，形成了良好的腐蚀环境；

（2）阴极保护电流被屏蔽，降低了保护效果。

3.4.3 应力腐蚀

应力腐蚀开裂（SCC）是指金属及其合金在拉应力和特定介质的共同作用下引起的腐蚀开裂。这种开裂往往是突发性的、灾难性的，会引起爆炸、火灾等事故。对于埋地长输管道主要的应力腐蚀形式有：管道内硫化物引起的 SCC、管道外壁高 pH 值碱性土壤中的 SCC 和管道外壁近中性土壤中的 SCC。

（1）硫化物引起的 SCC

如果介质净化处理不完全，在输气过程中引起湿的 H2S 应力腐蚀。该管道受液化天然气中水分和腐蚀性物质的作用，发生电化学腐蚀，使管壁变薄， 最后导致穿孔和天然气泄漏。

（2）高 pH 值碱性土壤中的 SCC

管线在高 pH 碱性土壤中的 SCC 常发生在浓的碳酸盐和碳酸氢盐土壤中。

（3）近中性土壤中的 SCC

由于土壤中的二氧化碳与地下水结合会形成碳酸，地下水温越低，二氧化碳溶解度越大，使 pH 值降低，接近中性，这种环境往往在管线涂层剥离或破坏且阴极保护不足的情况下形成。

3.4.4 微生物腐蚀

目前，直接参与金属管道腐蚀的微生物主要有参与自然界硫、铁和氮循环的微生物。参与硫循环的有硫氧化细菌和硫酸盐还原细菌；参与铁循环的有铁氧化细菌和铁细菌；参与氮循环的有硝化细菌和反硝化细菌等。

（1）形成氧浓差电池腐蚀金属管道

由于细菌在管壁表面形成菌落，消耗了周围环境中的氧，加上细菌尸体所吸附的无机盐，沉积物覆盖了局部表面，造成管壁表面氧浓度成梯度分布。这样就使管道表面形成了电位差，即氧浓度腐蚀电池。另外，由于原电池腐蚀，阳极区释放的亚铁离子能为铁细菌作能源，因而吸引了该菌在阳极区聚集。一方面加速亚铁氧化成高铁，促进阳极去极化过程；另一方面，细菌在钢铁管壁表面形成结瘤，又促进形成氧浓差腐蚀电池的过程。

（2）代谢产物引起腐蚀

微生物的生命活动过程中生产的一些腐蚀代谢产物，如硫酸还原菌的代谢产物不仅可促进阳极去极化作用，使腐蚀不断进行，而且其电位比铁还低，又形成新的腐蚀电池。又如氧化硫杆菌在代谢过程中能产生 10%～20%的硫酸，从而强烈腐蚀管道。此外一些异差菌和真菌，还能产生有机酸、氨等，腐蚀金属管道。

3.5 自然灾害影响分析

3.5.1 地震

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道输位于营口市境内。其中，老边区、盖州市、大石桥市地震设防烈度为 8 度；鲅鱼圈区地震设防烈度为 7

度。

地震是具有较强破坏力的自然因素，特别是大于VI级的强震可造成地面的强烈震动以及各种次生灾害的发生，从而直接或间接破坏管道。

若沿线所经地区发生地震对输气管道造成的危害有：

（1）造成电力、通信系统中断、毁坏。

（2）永久性地土变形，如地表断裂、土壤液化、塌方引起管线断裂或严重变形，构（建）筑物倒塌。

（3）地震波对管道产生拉伸作用，可使管道薄弱管段破坏。

（4）地震产生电磁场变化。干扰控制仪器仪表正常工作。

另外，发生地震时，管道遭到破坏，可能带来易燃、易爆和有毒介质的泄漏蔓延，而引起火灾、爆炸、中毒等次生灾害。

3.5.2 洪水

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道输沿线多次穿越大中型河流，在汛期有发生洪水的可能，会给管线带来隐患。

冲刷是在地表水的动力作用下，地表、冲沟或河床中的碎屑物被搬运，造成河床和岸坡磨蚀的现象。坍岸主要指冲蚀作用造成河岸或冲沟岸坡的坍塌现象。

洪水引发的泥石流挤压管道，造成管道变形甚至断裂，也会造成管线悬空，当悬空管线达到一定长度时，温度应力、弹性半径应力与管线悬空长度土壤压力叠加满时所形成的合应力将达到或超过管线材质的屈服极限，而使管线发生塑性变形甚至断裂，从而造成输送天然气的泄漏，可能引发火灾、

爆炸事故。

3.5.3 雷电

雷电引发火灾情况大体有三种：一是雷电直接击中建筑物产生大量热，从而引起可燃物质发生火灾；二是感应雷会造成建筑物内导线接地不良的金属物导体和大型的金属设备放电而引起电火花，从而引起火灾；三是在雷电闪击时会形成感应电磁场，对建筑物内的电子设备造成干扰、破坏，又或者使周围的金属构件产生感应电流，从而产生大量的热而引起火灾。故一旦建（构）筑物没有设置可靠的防雷设施或是防雷设施失效，均有可能引发雷电火灾。

3.5.4 低温

低温使管道材料脆化，即随着温度降低，碳素钢和低合金钢的强度提高，而韧性降低，可使长输管道发生脆性破坏的概率大大提高。

3.6 社会环境危险分析

3.6.1 无意破坏

中海油辽宁天然气有限责任公司输气管道长、面广、点多，所经区域范围大，因此造成对其管理的难度增大。

在其经过人员密集的城镇范围内，由于建（构）筑物的施工、道路和桥梁等基础设施的建设、各种地下管线的敷设都是各自为政、没有统一规划，涉及的管理部门众多，难于协调，所以在施工时，经常出现有损长输管道的现象。

由于规划部门和土地管理部门对《石油天然气管道保护条例》的执行力

度不够，违章建筑占压管线的事件屡见不鲜。城市建设中新建管道和电缆埋设在管道附近或与管道交叉，不按《输气管道工程设计规范》进行设计和施工，对原管道的阴极保护造成破坏。

对于穿越河流、公路的管道，当航道、公路分别进行清淤、维护施工作业时，如果未充分考虑管线的安全，很有可能对其造成破坏。

开挖河道、水渠、池塘及河底挖沙对管道造成危害的情况，以及因挖沙采石造成管线破裂也是危害管道安全运行的因素之一。

在管道附近空地甚至管道上修建公路、房屋、建构筑物、大棚等设施，或进行开挖沟渠、挖砂、生产、打井等作业，造成严重占压埋地管道现象。这种占压现象，既构成了对管道基础的破坏，引起基础下沉，又增加了管道的负荷，破坏管道的恒压状态，造成管道弯曲变形甚至损坏；特别是管道附近大型建（构）筑物施工、爆破作业将带来管道地基沉降，引起管道悬空，这样既破坏管道埋深恒压状态，又引起管道弯曲、变形甚至断裂。

3.6.2 有意破坏

长输管道输送的天然气，具有较高的经济价值，一旦盗取可以获得一定经济利益。一些不法分子为了获取经济利益，而不惜冒着生命危险破坏国家财产，进行盗气活动，加之管道所经行政区域多，牵涉的管理部门多，又涉及地方保护主义等因素，使管理难度加大；不法分子频繁地在输气管道上打孔盗窃，造成的严重后果如下：

（一）管道安全受到威胁。如果不法分子打孔盗气，停输抢修时间过长，不仅管道被毁，还将使生产企业陷于瘫痪，经过多次补焊的管道，其金属本

体及防护系统将遭到严重破坏，管道强度明显下降。频繁停输抢修，频繁起动运行，也会使管道寿命大大缩短。

（二）恶性事故不断发生。不法分子打孔盗窃，往往不顾后果，致使天然气泄漏，火灾爆炸事故随时可能发生。

（三）恐怖袭击。如 2011 年埃及北西奈省阿里什市通往以色列和约旦的天然气管道遭到蒙面武装分子袭击，引发火灾、爆炸事故发生。

3.7 安全管理危险因素分析

3.7.1 违章作业

（1）违章动火

在系统运行或停运期间，对系统设备、设施或危险作业场所进行动火作业时，管理人员在系统达不到动火条件下，指挥作业人员动火，或作业人员无视有关动火原则，擅自动火，造成管道安全事故。

（2）检修、抢修操作违章

检修、抢修时，如果安全条件不具备、安全措施不落实、作业方法不恰当，如管道、设备内的介质未充分置换、管道连通处未设置盲板、违章动火、消防安全措施不具备、采用不允许使用的作业工具等，都有可能产生安全事故。

3.7.2 安全管理缺陷

（1）安全管理制度不健全

如果管理方未建立落实全员安全生产责任制、安全生产规章制度和操作规程，将导致各工作岗位职责和权限不明，进行生产作业时无章可循，增加

误操作的风险，进而造成生产安全事故的发生。

如果未建立并落实安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，未能及时督促和检查本单位的安全生产工作并及时消除生产安全过程中的事故隐患等管理缺陷，会导致生产风险无法预先控制、生产环节不能符合有关安全生产法律法规和标准规范要求。

（2）应急管理不到位

事故应急预案是指针对可能发生的事故，为迅速、有序地开展应急行动而预先制定的行动方案。如果应急预案不健全，在事故发生时将无法组织合理有效的施救措施，延误事故的救援，导致事故的扩大。编制的应急预案如果未进行演练并及时修订，就不能了解预案是否具有操作性，在事故状态下，可能影响事故的救援并可能导致由于救援不力而发生二次及衍生事故，造成更大的人员伤亡及财产损失。

（3）安全培训不到位

安全教育培训主管部门或专责人不明确，没有教育培训计划，培训工作不到位，员工缺乏安全生产知识和安全生产意识，进而导致安全生产事故的发生。

（4）安全投入未落实

安全专项投资的有效投入是保证安全生产工作的基础，如果燃气主管道在运行过程中无有效的保证安全生产资金有效投入的制度和措施，安全生产专项投入挪作他用，将导致安全生产工作无法顺利有效的开展，安全防护设施不能及时维护、劳动防护用品不能及时发放，致使安全隐患无法得到有效的控制，增加作业人员的风险，事故发生几率增加。

（5）管道风险管控不到位

如果管理方未建立管道机构，拟定工作计划、工作流程和工作程序文件；未定期进行管道风险分析，了解事故发生的可能性和将导致的后果，制定预防和应急措施；未定期进行管道检测和评价，了解管道可能发生事故的原因和部位，可能放大管道风险，导致事故发生。

3.8 重大危险源辨识

中海油辽宁天然气有限责任公司首站系统、98km 输气管道、大石桥分输站（末站）为未列入《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）辨识范围内，该项目储运天然气不构成危险化学品重大危险源。液化厂原有装置已停产，重大危险源已核销。

力康咨询
LIKANG CONSULTING

4 评价单元划分及评价方法选择

4.1 单元划分原则

划分评价单元是为评价目标和评价方法服务的，要便于评价工作的进行，有利于提高评价工作的准确性。评价单元一般以生产工艺、工艺装置、物料的特点和特征、危险、有害因素的类别、分布进行划分，还可以按评价的需要，将一个评价单元再划分为若干子评价单元或更细致的单元。

常用的评价单元划分原则和方法为：

1、以危险、有害因素的类别为主划分

（1）按工艺方案、总体布置和自然条件、社会环境对企业（系统）的影响等综合方面的危险、有害因素分析和评价，宜将整个企业（系统）作为一个评价单元。

（2）将具有共性危险因素、有害因素的场所和装置划为一个单元。

按危险因素类别各划归一个单元，再按工艺、物料、作业特点（即其潜在危险因素不同）划分成子单元分别评价。

2、按装置和物质特征划分

（1）按装置工艺功能划分；

（2）按布置的相对独立性划分；

（3）按工艺条件划分；

（4）按贮存、处理危险物质的潜在化学能、毒性和危险物质的数量划分；

（5）按事故损失程度或危险性划分。

力康咨询 LIKANG CONSULTING

4.2 评价单元划分和评价方法选择

按照评价单元划分的原则和方法，结合该项目情况，将该项目划分为5个评价单元，各个单元采用的评价方法见表4.2-1所示。

表4.2-1　各单元评价划分及评价方法的选择

序号	单元名称	单元内容	评价方法选取
1	站场单元	选址、布置、工艺、管线等	安全检查表法
2	输气管道单元	线路选址、输送工艺、管道敷设、管道穿越、附属设施等	安全检查表法 事故树 管道分析法
3	公辅设施单元	给排水、供配电、防雷防静电、可燃气体报警系统等	安全检查表法
4	安全管理单元	安全管理	安全检查表法
5	重大生产安全事故隐患单元	重大隐患判定	安全检查表法

4.3 评价方法简介

4.3.1 安全检查表法

安全检查表是系统安全工程的一种最基础、最简便、广泛应用的系统安全评价方法。安全检查表不仅用于查找系统中各种潜在的事故隐患，还对各检查项目给予量化，用于进行系统安全评价。

对系统进行评价时，对照安全检查表逐项检查，从而评价出系统的安全等级。编制安全检查表的主要依据为有关的安全法规、标准、规程和国内外相关的事故案例。

安全检查表的编制步骤如下：

1. 熟悉系统。包括评价对象的结构、功能、工艺流程、操作条件、总图布置、已有的安全卫生设置等；

2. 搜集资料。搜集与评价对象有关的安全法规、标准、制度、过去发生

过的事故案例，作为评价依据；

3. 划分单元。按功能或结构：将系统划分为若干子系统或单元，逐个分析潜在的危险因素；

4. 编制检查表。

4.3.2 事故树分析评价方法（FTA）

事故树（FTA）也称故障树，事故树分析是一种演绎推理分析方法，是安全系统工 程重要的分析方法之一，具体做法是从被称作顶上事件的特定事件开始，逐层分析发生 的原因，一直分析到不能再分析或不需要继续分析为止，然后将这些原因与特定事件用 相关的逻辑符号连接起来。从而得出一个完整的因果结构图，也就是人们称之谓的事故 树。然后再运用逻辑运算法则对事故树进行化简计算并作出定性、定量分析。 事故树的分析步骤主要有：

（1）确定要分析的系统的对象事件，即顶上事件。

（2）收集相关资料，如果各事故概率、系统构成要素等。

（3）原因事件调查与分析即调查分析原因事件与顶上事件有直接关系的中间事件以及引发中间事件的下层事件。

（4）编制事故树 以顶上事件即要分析的对象事件为起点，一层一层，一级一级地向下找出所有的原因事件，直到基本事件或正常事件、省略事件为止。同时按逻辑关系画出事故树。每一个顶上事件对应一株事故树。

（5）定性、定量分析 定性、定量分析，首先要对已画出的事故树进行化简，求出最小割集或最小径集并运用 数学方法确定各基本事件的结构重

要度，再按结构重要度进行排序。如果有可靠完善的基本事件发生概率，可进一步进行顶上事件发生概率计算和概率重要度分析以及临界重要度分析，以 确定临界重要度的顺序。

（6）结果分析 对定性、定量分析的结果及重要度排序展开研究，一方面要找出予防或降低事故发生的所有可能方案；另一方面从已确定的预防或降低事故概率方案中，选出一种或几种既有效又经济的预防、控制方案，从而得出分析结果、评价结论。

4.3.3 管道分析方法

这是一种适合油气长输管道风险的评价方法，称为肯特管道风险评价法。美国运输部（DOT）和美国 B.C 研究院于 20 世纪 80 年代组织力量对管道风险评价方 法进行研究，并结合美国实际运行经验，由 W.Kent（肯特）.M.在“管道风险管理手册”中 提出了肯特管道风险评价法，在国内外得到广泛应用。W.Kent.M.管道风险评价法就是将 管道危害因素分为四个方面：第三方损坏、腐蚀、设计因素、误操作。每个方面再细化为 若干项，按规定对细化因素逐项评分，其总和为危害因素总分。得分越高，表明危险性越 小；再综合管道事故泄漏后果的危害程度求得泄漏后果指数；管道事故危害程度越小，泄 漏后果指数越小；两者相除求得相对风险数，相对风险数的值大，表示相对风险低，管道安全性好。实际应用中，由于中美两国国情不同，在某些不适用赋分中作了相应调整。

5 定性、定量评价

5.1 站场单元

采用安全检查表法对站场元进行安全评价。具体评价结果，见表 5.1-1。

表 5.1-1 站场单元

序号	检查内容	检查依据	实际情况	结论
1	场址与周边间距应符合《石油天然气工程设计防火规范》的相应规定。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.4 条	大石桥分输站与站外周边设施满足规范要求。	符合
2	放空管宜位于石油天然气站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 4.0.8 条	大石桥分输站放空立管位于站场南侧。	符合
3	生产区不应种植含油脂多的树木。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 5.1.8 条	生产区未种植含油脂多的树木。	符合
4	五级石油天然气站场总平面布置的防火间距，不应小于表 5.2.3 的规定。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）第 5.2.3 条	大石桥分输站站内设施间的防火间距满足要求。	符合
5	收发球筒、过滤器应设置便于操作和检修的场地。	《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2025）第 5.3.7 条	收发球筒、过滤器位置便于检修。	符合
6	站址选择还应符合下列规定： 1）不应选在地震断层和设防烈度高于九度的地震区； 2）不应选在有山洪、泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段； 3）不应选在采矿陷落(错动)区界限内； 4）不应选在爆炸危险范围内； 5）不宜选在 IV 级自重湿陷性黄土、新近堆积黄土、I 级膨胀土等工程地质恶劣地区； 6）不宜选在低洼地、沼泽和江河的泄洪区等易受洪水和内涝	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 5.1.11 条	站场不位于上诉区域。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	结论
	威胁的地带； 7）不应选在国家法律法规划定的保护区域内； 8）不应选在尾矿和弃渣等堆场的下游。			
7	站场与周围居住区、交通线、电力线、通信线等的防火间距，应符合 GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》的规定。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 5.1.12 条	站场与周边防火间距满足规范要求。	符合
8	站场及阀室的放空立管或火炬与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线、电力线、通信线等的防火间距应符合 GB50183《石油天然气工程设计防火规范》的规定。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 5.1.16 条	站场及阀室的放空立管与周边距离符合规范要求。	符合
9	进出站场的主干线紧急截断阀(ESD)应布置在易于接近且便于操作的相对独立位置。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 6.3.2 条	紧急截断阀便于操作。	符合
10	收发球筒宜布置在同一区域，且应布置在场区的边缘。收发球筒盲板前方应有操作空间。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 6.3.10 条	首站系统发球区布置在厂区北侧，大石桥分输站收球区布置在站场西北侧，均位于厂区的边缘。	符合
11	站场应设置围墙，围墙高度应从场外地面起算，采用不低于 2.5m 的非燃烧体材料砌筑，顶部设置不小于 0.5m 的防护网。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 6.7.17 条	站场四周设置围墙。	符合
12	生产区与办公区之间宜设置围墙(栏)或绿篱等加以分隔。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 6.7.18 条	生产区设置围栏。	符合
13	站场内雨水不宜采用暗管(沟)方式排放。集水井或提升井至站场围墙外可采用暗管(沟)的排水方式。	《长输油气管道站场布置规范》（SH/T3169-2022）第 7.7.2 条	未采用暗管（沟）排放。	符合
14	输气管道应设清管设施，清管设施宜与输气站合并建设。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.1.5 条	首站、末站设置清管设施。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	结论
15	进、出输气站的输气管道必须设置截断阀。并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.2.9 条	进出站管道设置截断阀。	符合
16	输气站宜在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.4.1 条	设置泄压放空设施。	符合
17	输气管道相邻线路截断阀(室)之间的管段上应设置放空阀，并应结合建设环境可设置放空立管或预留引接放空管线的法兰接口。放空阀直径与放空管直径应相等	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.4.2 条	输气管道相邻线路截断阀(室)之间的管段上应设置放空阀。	符合
18	存在超压的管道、设备和容器，必须设置安全阀或压力控制设施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.4.3 条	压力容器、管道设置安全阀。	符合
19	输气站放空设计应符合下列规定： 1 输气站应设放空立管，需要时还可设放散管； 2 输气站天然气宜经放空立管集中排放，也可分区排放，高、低压放空管线应分别设置，不同排放压力的天然气放空管线汇入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时畅通排放； 3 当输气站设置紧急放空系统时，设计应满足在 15min 内将站内设备及管道内压力从最初的压力降到设计压力的 50%； 4 从放空阀门排气口至放空设施的接入点之间的放空管线，用管的规格不应缩径。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.4.7 条	大石桥分输站放空立管顶端未装设弯管，放空立管底部弯管和相连接的水平放空引出管埋地。	符合
20	输气站设计输气能力应与管道系统设计输气能力匹配。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.2.1 条	设计输气能力与管道系统设计输气能力匹配，目前运行良好。	符合
21	输气站应根据设备运行对气体中	《输气管道工程设计规	大石桥分输站设有过滤分离	符合

力康咨询 LIKANG CONSULTING

序号	检查内容	检查依据	实际情况	结论
	固液含量的要求，分析确定分离过滤设备的设置。	范》（GB50251-2015）第 6.2.2 条	器。	
22	调压及计量设计应符合下列规定： 1 应满足输气工艺、生产运行及检修需要； 2 在需控制压力及需要对气体流量进行控制和调节的管段上应设置调压设施，调压应注意节流温降的影响； 3 具有贸易交接、设备运行流量分配和自耗气的工艺管路上应设置计量设施； 4 计量流程的设计及设备的选择应满足流量变化的要求。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.2.3 条	调压设施满足输气工艺和生产的需要，设有调压设施和计量设施。	符合
23	清管设施设计应符合下列规定： 1 清管设施宜与输气站合并建设，当输气站站间距超过清管器可靠运行距离时，应单独设置清管站； 2 清管工艺应采用不停气密闭清管工艺流程，进出站的管段上宜设置清管器通过指示器； 3 清管器收、发筒的结构尺寸应能满足通过清管器或智能检测器的要求； 4 清管作业清除的污物应进行收集处理，不得随意排放。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.2.4 条	设有清管设施，清管器发球筒、收球筒的结构尺寸能满足通过清管器或智能检测器的要求，在大石桥分输站设有排污罐。	符合
24	站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.7.1 条	工艺管道均采用钢管及钢质管件。	符合
25	管线的连接方式除因安装需要采用螺纹、卡套或法兰连接外，均应采用焊接。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.7.5 条	管线的连接方式应采用焊接	符合
26	输气站内管线应采用地上或埋地敷设，不宜采用管沟敷设。当采用管沟敷设时，应采取防止天然气泄漏积聚的措施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.7.6 条	采用地上和埋地敷设，未采用管沟敷设。	符合

序号	检查内容	检查依据	实际情况	结论
27	站场地面以上的钢质管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.8.1 条	管道及金属设施设有防腐层进行防腐蚀防护。	符合
28	站场埋地钢质管道的防腐层宜采用加强级或特加强级，可采取防腐层加阴极保护的联合防护措施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.8.2 条	站场与线路同管径的进出站场阀室的埋地天然气主管线采用与线路部分相同的常温型加强级三层 PE 防腐层。	符合
29	保温管道及设备应采用防腐层进行防腐。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 6.8.4 条	保温管道及设备涂刷有防腐层。	符合

小结：站场单元共设 29 项检查项，均符合要求。

5.2 输气管道单元

5.2.1 安全检查表法

采用安全检查表法对输气管道单元进行安全评价。具体评价结果，具体检查情况，见表 5.2-1。

表 5.2-1 输气管道单元检查表

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
1	在管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内，禁止在下列危害管道安全的行为： （一）种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物； （二）取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工； （三）挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条	近三年未发现新的占压隐患。	符合
2	线路的选择应符合下列要求：	《输气管道工程设计	线路避开环境敏感区；线	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	1 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向； 2 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施； 3 大中型穿(跨)越工程和压气站位置的选择，应符合线路总体走向。局部线路走向应根据大中型穿(跨)越工程和压气站的位置进行调整； 4 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域； 5 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件； 6 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 以外，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外，如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时，应征得道路管理部门的同意； 7 线路宜避开城乡规划区，当受条件限制，需要在城乡规划区通过时，应征得城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施； 8 石方地段的管线路由爆破挖	规范》（GB50251-2015）第 4.1.1 条	路避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域；不在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道；与公路并行的管道路由在公路用地界 3m 以外。	

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	沟时，应避免对公众及周围设施的安全造成影响； 9 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域； 10 埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。			
3	输气管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区及全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.1.2 条	管道沿线避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，避开矿山采空区及全新世活动断层。	符合
4	输气管道的设计输送能力应按设计委托书或合同规定的年或日最大输气量计算，设计年工作天数应按 350d 计算。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.1.1 条	年工作天数取 350d 计算。	符合
5	进入输气管道的气体应符合现行国家标准《天然气》GB17820 中二类气的指标，并应符合下列规定：1）应清除机械杂质；2）水露点应比输送条件下最低环境温度低 5℃；3）烃露点应低于最低环境温度；4）气体中硫化氢含量不应大于 20mg/m3；5）二氧化碳含量不应大于 3%。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.1.2 条	气源符合《天然气》及《输气管道工程设计规范》的要求，清除了机械杂质，水露点比输送条件下最低环境温度低 5℃；烃露点低于最低环境温度；气体中硫化氢含量不大于 20mg/m3；二氧化碳含量不大于 3%	符合
6	输气管道应设清管设施，清管设施宜与输气站合并建设。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.1.5 条	首站系统发球区设有发球设施，大石桥分输站设有收球设施。	符合
7	输气管道相邻线路截断阀（室）之间的管段上应设置放空阀，并应结合建设环境可设置放空立管或预留引接放空管线的法兰接口。放空阀直径与放空管直径应相等。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 3.4.2 条	除中小园分输阀室，其余分输阀室设置放空阀，并设置放空立管。	符合
8	阀室放空设计应符合下列规定：	《输气管道工程设计	除中小园分输阀室，其余	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	1 阀室宜设置放空立管，室内安装的截断阀的放散管应引至室外； 2 不设放空立管的阀室应设放空阀或预留引接放空管线的法兰接口； 3 阀室周围环境不具备天然气放空条件时，可不设放空立管，该阀室上下游管段内的天然气应由相邻的阀室或相邻输气站放空。	规范》（GB50251-2015）第 3.4.8 条	分输阀室设置放空立管。	
9	输气管道应采用埋地方式敷设，特殊地段可采用土堤或地面形式敷设。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.3.1 条	线路采用埋地敷设。	符合
10	输气管道应设置线路截断阀(室)，管道沿线相邻截断阀之间的间距应符合下列规定： **1** 以一级地区为主的管段不宜大于 **32km**； **2** 以二级地区为主的管段不宜大于 **24km**； **3** 以三级地区为主的管段不宜大于 **16km**； **4** 以四级地区为主的管段不宜大于 **8km**。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.5.1 条	管道沿线设置 8 座分输阀室，二级地区为主的管段长度均未超过 18km；三级地区为主的管段长度未超过 16km	符合
11	线路截断阀及与输气管线连通的第一个其他阀门应采用焊接连接阀门、截断阀进可采用自动或手动阀门，并应能通过清管器或检测仪器。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.5.3 条	截断阀与输气管线连通的第一其他阀门采用焊接，截断阀为手动操作，具备通球功能。	符合
12	截断阀可安装在地面上或埋地。截断阀及其辅助工艺管道应采取稳固措施。截断阀及其配套设施宜采用围栏或围墙进行保护。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.5.4 条	截断阀埋地敷设。	符合
13	输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施，管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》**GB / T 21447** 的有关规定。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.6.1 条	输气管道采取防腐层和阴极保护。	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
14	管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.6.2 条	由防腐层在厂家进行完成，并有检定及进场检验。	符合
15	管道阴极保护应符合现行国家标准《埋地钢制管道阴极保护技术规范》的有关规定。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.6.3 条	线路部分采用强制电流法对线路部分管线进行阴极保护。	符合
16	阴极保护管道应设置阴极保护参数测试设施，宜设置阴极保护参数监测装置。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.6.6 条	设有阴极保护测试桩。	符合
17	管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.8.1 条	设置里程桩、转角桩、阴极保护测试桩等永久性标志。	符合
18	通过人口密集区、易受第三方损坏地段的埋地管道应加密设置标识桩和警示牌，并应在管顶上方连续埋设警示带。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.8.3 条	易受第三方损坏地段的埋地管道加密设置标识桩，并在管顶上方连续埋设警示带。	符合
19	管线平面改变方向一次转角大于 5º时，应设置转角桩。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 4.8.4 条	管线平面改变方向一次转角大于 5º时设置转角桩。	符合
20	选择的穿越位置应符合线路总体走向，应避开一级水源保护区。对于大、中型穿越工程，线路局部走向应按所选穿越位置进行调整，并应符合下列要求： 1、穿越位置宜选在岸坡稳定地段。若需在岸坡不稳定地段穿越，则应对岸坡作护岸、护坡整治加固工程。 2、穿越位置不宜选择在全新世活动断裂带及影响范围内。 3、穿越宜与水域轴线正交通过。若需斜交时，交角不宜小于 60°，采用定向钻穿越时，不宜小于 30° 。	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 3.3.2 条	河流穿越选址符合线路走向要求，岸坡较为稳定；穿越段未涉及全新世活动断裂带；穿越角度符合要求。	符合
21	油气管道不宜与公路、铁路反	《油气输送管道穿越	未反复交叉，在直管段穿	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	复交叉穿越；需要与公路、铁路交叉时，其穿越点宜选在公路、铁路的路堤段和管道的直线段，穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。当条件受限时也可从公路、铁路的桥梁下交叉穿越。	工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.1 条	越，并避开路堑、路两侧为坡向的陡坡地段。	
22	在穿越公路、铁路的套管或涵洞内，输送管道不应设置水平或竖向弯管。	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.2 条	未设置水平或竖向弯管。	符合
23	在穿越铁路或二级以上公路时，是否采用顶进管套、顶进箱涵或水平定向钻穿越方式，并满足路基稳定性的要求。对三级及三级以下公路穿越，可采用挖沟法埋设。当套管或涵洞内空间充填细土将穿越段埋入时，可不设检漏管及两端的封堵。	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.3 条	二级以上公路采用顶管或定向钻穿越的方式。	符合
24	油气管道与公路、铁路宜垂直交叉，在特殊情况下，交角不宜小于 30°。油气管道与公路、铁路桥梁交叉时，在对管道采取防护措施后，交叉角可小于 30°，防护长度应满足公路、铁路用地范围以外 3m 的要求	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.6 条	交角均大于 30º，且防护长度均为公路用地范围以外 3m。	符合
25	油气管道不应利用公路、铁路的排水涵洞进行穿越。	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.8 条	未利用公路的排水涵洞进行穿越。	符合
26	采用套管穿越公路、铁路时，套管内径是否大于输送管道外径 300mm 以上。	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.11 条	穿越公路时采用的保护套管外径大于输送管道外径 300mm 以上。	符合
27	采用套管穿越公路、铁路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m；当穿过路堑时，应长出路堑顶不小于 5m。被穿越的公路、铁路有扩建规划时，应按照扩建后的情	《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.1.12 条	套管长度伸出路堤坡脚、排水沟外边缘 2m 以上。	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	况确定套管长度。			
28	采用涵洞、套管等保护方法穿越公路、铁路时。宜采用钢筋混凝土涵洞、钢筋混凝土套管或者钢质套管。	油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）第 7.3.1 条	顶管穿越公路时，采用钢筋混凝土套管。	符合
29	阀室内埋地管道及与管道焊接连接的阀门等部件应纳入线路管道的阴极保护系统中，放空立管应与线路管道电绝缘。	《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）第 3.3.1 条	管道与基础支撑物均采取电绝缘措施。	符合
30	阀门的电液联动执行机构、气液联动执行机构和气动执行机构的接地系统等部件应与管道电绝缘。	《阴极保护管道的电绝缘标准》（SY/T0086-2020）第 3.3.2 条	执行机构接地系统等部件与管道电绝缘。	符合
31	同一条管道标识的材质、外观尺寸、规格、形式、颜色与内容宜保持一致，安装可靠、维护方便，便于管理。输气管道设置应符合 GB 50251 的规定，输油管道设置应符合 GB50253 的规定。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 4.1 条	标记的外观尺寸、形式、颜色与内容保持一致。	符合
32	管道沿线设置的标识应坚固、耐久、美观、标识内容规范、标志清晰。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 4.2 条	沿线设置的标识坚固、耐久、美观、标识内容规范、标志清晰。	符合
33	管道线路标识应设置在管道中心线正上方，当无法设置在正上方时，偏移量宜在管道中心线两侧 1m 范围内，特别受限情况下，警示牌埋设偏移量宜在管道中心线两侧 2m 范围内。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 4.3 条	管道线路标识设置在管道中心线正上方。	符合
34	里程桩宜兼做测试桩，除特殊情况下可隔桩设置外，应每公里设置一个里程桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.1.1 条	每公里设置一个里程桩。	符合
35	在需要监测或测试管道阴极保护参数位置设置测试桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.1.3 条	阴极保护参数位置设置测试桩。	符合
36	埋地管道在水平方向一次转角大于 5°，应设置转角桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）	埋地管道在水平方向一次转角大于 5° 设置转角桩。	符合

力康咨询 LIKANG CONSULTING

序号	检　查　内　容	检查依据	检查记录	结论
		第 5.3 条		
37	管道穿越公路应设置穿越桩，其中高速公路、1 级、I 级公路应在两侧(高速公路等以围栏起算)设置穿越桩，与公路边界线最大间距不宜超过 5m。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.4.1 条	管道穿越公路设置穿越桩。	符合
38	管道穿越铁路处，应在铁路用地边界线外两侧设置穿越桩，与铁路边界线最大间距不宜超过 5m。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.4.2 条	在铁路用地边界线外两侧设置穿越桩。	符合
39	管道穿越河塘沟渠，应在河渠堤边坡坡脚或距塘沟边 5m 范围内设置穿越桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.4.3 条	管道穿越河塘沟渠设置穿越桩。	符合
40	定向钻穿越公路、铁路、河流时，除应满足 5.4.1、5.4.2 和 5.4.3 的要求外，还应在穿越两端出人土的位置设置穿越桩。	《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T 6064-2024）第 5.4.4 条	定向穿越两端设置穿越桩。	符合
41	管道企业应定期维护人员密集型高后果区的监控设施和警示标识，管道标志损毁或者安全警示不清晰的，应及时更新或修复。	《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》（GB46767-2025）第 6.2.1.2 条	高后果区监控设施和警示标识完好。	符合
42	应针对人员密集型高后果区制定管道巡护方案，明确巡护的内容、频次和重点关注位置。巡护应不少于 2 次/日，巡护方式采用人员巡护或技术巡护，对巡护发现的问题应实行闭环管理。	《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》（GB46767-2025）第 6.2.1.9 条	制定了人员密集型高后果区制定管道巡护方案。	符合

小结：输气管道单元共设 42 项检查项，均符合要求。

5.2.2 管道天然气事故树法

泄漏是长输管道的典型事故，也是引起其他一些事故的重要原因。介质泄漏危害评 价是长输管道安全评价的重要组成部分。现以管线天然气泄漏为例，采用事故树评价法 评价介质泄漏原因的重要度。 以“管线气体泄漏”作为顶上事件，将“外力破坏”、“违章作业”、“安装质量”、“设备 故障”、“腐

蚀”这几个引起泄漏的主要因素作为多事件的中间事件，绘制出管线气体泄漏 事故树（图 5.2-1）。事故树的成功树很容易换算，故只画事故树。由事故树最小割（径）集最多个数的判别方法判断，成功树的最小径集为 2 个，所 以从最小径集入手进行分析。

①函数式 事故树的成功树结构函数式为：

$$T'=A'_1A'_2A'_3A'_4A'_5=X'_1X'_2X'_3X'_4X'_5X'_6X'_7X'_8X'_9X'_{10}X'_{11}X'_{12}B'_1（B'_1+B'_2）$$

$$=X'_1X'_2X'_3X'_4X'_5X'_6X'_7X'_8X'_9X'_{10}X'_{11}X'_{12}X'_{13}X'_{14}X'_{15}X'_{16}X'_{17}X'_{18}X'_{19}X'_{20}+X'_1X'_2X'_3X'_4X'_5X'_6X'_7X'_8X'_9X'_{10}X'_{11}X'_{12}X'_{13}X'_{14}X'_{15}X'_{16}X'_{17}X'_{18}X'_{19}X'_{20}X'_{21}X'_{22}X'_{23}X'_{24}X'_{25}X'_{26}$$

力康咨询 LIKANG CONSULTING

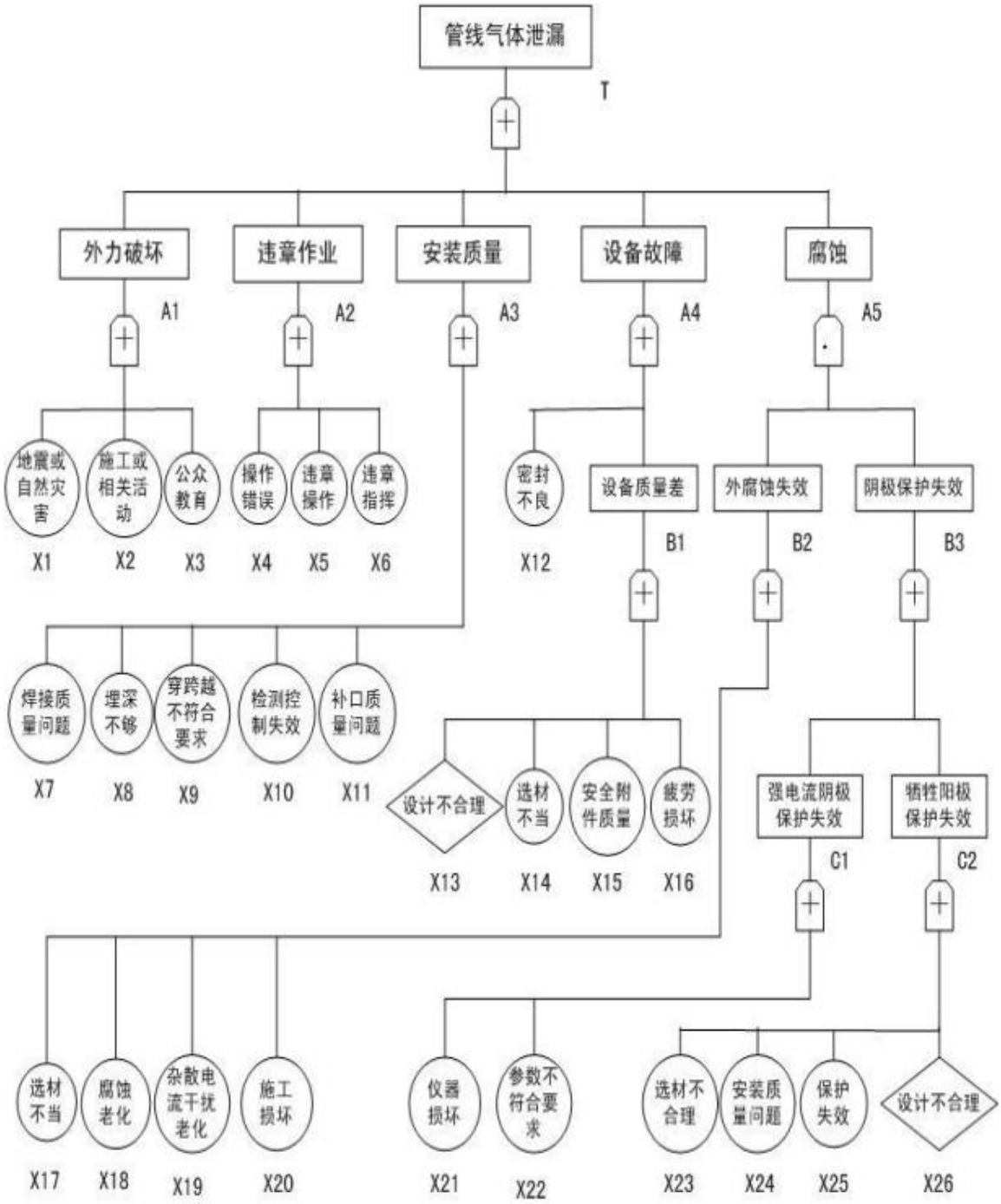

图 5.2-1 管道泄漏事故树

从而得出二个最小径集：

P1={X_1，X_2，X_3……X_{18}，X_{19}，X_{20} }

P2={X_1，X_2……X_{15} , X_{16} , X_{21}，X_{22}，X_{23}, X_{24}, X_{25}, X_{26} }

②结构重要度分析 X_1…X_{16} 同在两个最小径集中；X_{17}…X_{20} 同在一个最

小径集中；$X_{21}\cdots X_{26}$ 同在一个最小径集中。根据判别结构重要度近似方法，得到：

$$I_{f(1)}=I_{f(2)}=I_{f(3)}=I_{f(4)}=I_{f(5)}=I_{f(6)}=I_{f(7)}=I_{f(8)}=I_{f(9)}=I_{f(10)}=I_{f(11)}=I_{f(12)}$$

$$=I_{f(13)}=I_{f(14)}=I_{f(15)}=I_{f(16)}$$

$$I_{f(17)}=I_{f(18)}=I_{f(19)}=I_{f(20)}$$

$$I_{f(21)}=I_{f(22)}=I_{f(23)}=I_{f(24)}=I_{f(25)}=I_{f(26)}$$

因此，只要判定 $I_{f(1)}$、$I_{f(17)}$、$I_{f(21)}$ 的大小即可。根据结构重要度系数计算公式计算得：

$$I_{\Phi(1)}=\frac{1}{2^{20-1}}+\frac{1}{2^{22-1}}=\frac{5}{2^{21}}$$

$$I_{\Phi(17)}=\frac{1}{2^{20-1}}=\frac{4}{2^{21}}$$

$$I_{\Phi(21)}=\frac{1}{2^{22-1}}=\frac{1}{2^{21}}$$

因此，得到结构重要度顺序为：

$$I_{f(1)}=I_{f(2)}=I_{f(3)}=I_{f(4)}=I_{f(5)}=I_{f(6)}=I_{f(7)}=I_{f(8)}=I_{f(9)}=I_{f(10)}=I_{f(11)}=I_{f(12)}$$

$$=I_{f(13)}=I_{f(14)}=I_{f(15)}=I_{f(16)}>I_{f(17)}=I_{f(18)}=I_{f(19)}=I_{f(20)}>I_{f(21)}=I_{f(22)}=I_{f(23)}$$

$$=I_{f(24)}=I_{f(25)}=I_{f(26)}$$

③结论

由上面分析可知，外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障及腐蚀等因素构成了输气管线天然气泄漏事故发生的基本因素。$X_1\cdots X_{16}$ 的结构重要度系数最大。综上所述，外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障是造成管线气体泄漏事故发生的最重要因素。其次，外防腐层失效亦是造成管线天然气泄漏的重要原因之一。为防止本项目管线气体发生泄漏事故，企业应着重考虑防范外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障的影响，其次应考虑

力康咨询 LIKANG CONSULTING

管线外防腐层失效的防治。

5.2.3 管道风险分析法

1）管线 1：Z060~Z071，穿越高后果区，0.53km，高后果区等级III。

2）穿越 1：Z136~Z138，穿越二道河，591.7m，定向钻。

3）穿越 2：Z031~Z032，穿越沈大高速公路，242.61m，定向钻。

各管段指数和、相对风险数及风险数见表 5.2-3。

表 5.2-3 各管段指数和、相对风险数及风险数

项目			分值范围	采用的分值		
				管线 1	穿越 1	穿越 2
指数类别 TI	A. 最小埋深		0~20	5	5	5
	B. 活动水平		0~20	5	5	5
	C. 地上管道设施		0~10	0	0	0
	D. 单号呼叫系统		0~30	25	20	20
	E. 公众教育					
	F. 线路状态		0~5	5	5	5
	G. 巡线频率		0~15	13	10	10
	合计		0~100	53	45	45
腐蚀指数 CI	A. 大气腐蚀	A1. 空气中的暴露方式	–	–	–	–
		A2. 大气类型	–	–	–	–
		A3. 保护层	–	–	–	–
	B. 内腐蚀	B1. 介质腐蚀性	0~10	10	10	10
		B2. 内腐蚀保护	0~10	6	6	6
	C. 埋地金属腐蚀	C1. 阴极保护	0~18	18	18	18
		C2. 保护层	0~20	20	20	20
		C3. 土壤腐蚀性	0~4	3	3	3
		C4. 使用年限	0~3	3	3	3
		C5. 其他金属埋地物	0~4	4	4	4
		C6. 交流电干扰	0~4	2	2	2
		C7. 应力腐蚀	0~5	3	3	3
		C8. 测试桩	0~6	6	6	6
		C9. 管道合土壤间电位测量	0~8	5	5	5
		C10. 管内壁检测工具	0~8	5	5	5
		合计	0~100	85	85	85
设计指数 DI	A. 钢管安全指数		0~20	5	5	5
	B. 系统安全指数		0~20	20	20	20

	C.疲劳指数			0~15	15	15	15
	D.水击指数			0~10	5	5	5
	E.水压试验指数			0~25	25	25	25
	F.土壤移动指数			0~10	6	6	6
	合计			0~100	76	76	76
错误指数 QI	A.设计	A1.危险有害因素辨识		0~4	4	4	4
		A2.达到最大允许工作压力 MAOP 的可能性		0~12	10	10	10
		A3.安全系统		0~10	9	9	9
		A4.材料选择		0~2	2	2	2
		A5.设计检查		0~2	2	2	2
	B.施工	B1.施工检验		0~10	8	8	8
		B2.材料		0~2	2	2	2
		B3.接头		0~2	2	2	2
		B4.回填		0~2	2	2	2
		B5.组装		0~2	2	2	2
		B6.保护层		0~2	2	2	2
	C.操作	C1.操作规程		0~7	5	5	5
		C2.SCADA 通讯系统		0~7	7	7	7
		C3.药检		-	-	-	-
		C4.安全管理		0~2	2	2	2
		C5.安全检查		0~2	2	2	2
		C6.培训		0~10	8	8	8
		C7.机械故障保护装置		0~7	6	6	6
	D.维护	D1.维护记录		0~2	2	2	2
		D2.维护计划		0~3	3	3	3
		D3.维护作业指导书		0~10	9	9	9
	合计			0~100	89	89	89
总指数=TI+CI+DI+QI				**0~400**	**303**	**295**	**295**
介质危险指数	A.介质危险分	A1.急性介质危险分	Nf	0~4	4	4	4
			Nr	0~4	4	4	4
			Nh	0~4	1	1	1
		A2.慢性危险分 RQ		0~10	2	2	2
		合计		0~20	11	11	11
	B.泄漏影响系数	B1.泄漏分值		0~6	4.5	4.5	4.5
		B2.人口密度分值		0~4	4	2	3
		B=B1/B2			1.125	2.25	1.5
介质危险指数=介质危险分/泄漏影响系数					9.78	4.89	7.33
危险指数=-总指数/介质危险指数				**0~2000**	**30.98**	**60.33**	**40.25**

管道相对风险值越大，说明风险越小，管道越安全。由上表可以看出，

各管道风险程度由大到小为：

管线 1＞穿越 2＞穿越 1

也就是说，穿越高后果区管道泄漏风险较管线泄漏风险大。因此，应注意穿越点的巡线、安全管理，确保安全措施的落实。

5.3 公辅设施单元

采用安全检查表法对其公辅设施单元进行安全评价。具体评价结果，见表 5.3-1。

表 5.3-1 公辅设施安全检查表

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
1	输气站及阀室的供电电源应从所在供电营业区的电力系统取得。当无法取得外部电源，或经技术经济分析后取得电源不合理时，宜设置自备电源。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 10.1.1 条	输气站及阀室的供电电源采用市政电源。	符合
2	输气站因突然停电会造成设备损坏或作业中断时，站内重要负荷应配置应急电源，其中控制、仪表、通信等重要负荷，应采用不间断电源供电，蓄电池后备时间不宜小于 1.5h。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 10.1.4 条 3 款	大石桥分输站设不间断 UPS 一套，可满足 1.5h 后备时间。	符合
3	控制室、值班室、发电房等消费重要场所应设应急照明。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 10.1.6 条 2 款	控制室设有应急照明。	符合
4	电气线路宜在爆炸危险性较小的环境或远离释放源的地方敷设，并应符合下列规定： 1)当可燃物质比空气重时，电气线路宜在较高处敷设或直接埋地；架空敷设时宜采用电缆桥架；电缆沟敷设时沟内应充砂，并宜设置排水措施。 2)电气线路宜在有爆炸危险的建筑物、构筑物的墙外敷设。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）第 5.4.3 条 1 款	电气线路敷设符合要求。	符合

序号	检　查　内　容	检查依据	检查记录	结论
	3)在爆炸粉尘环境，电缆应沿粉尘不易堆积并且易于粉尘清除的位置敷设。			
5	在爆炸危险区内，除在配电盘、接线箱或采用金属导管配线系统内，无护套的电线不应作为供配电线路。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）第 5.4.1 条 2 款	采用金属导管配线。	符合
6	在爆炸性气体环境内钢管配线的电气线路应做好隔离密封，且应符合下列规定： 1)在正常运行时，所有点燃源外壳的 450mm 范围内应做隔离密封。 2)直径 50mm 以上钢管距引入的接线箱 450mm 以内处应做隔离密封。 3)相邻的爆炸性环境之间以及爆炸性环境与相邻的其他危险环境或非危险环境之间应进行隔离密封。进行密封时，密封内部应用纤维作填充层的底层或隔层，填充层的有效厚度不应小于钢管的内径，且不得小于 16mm。 4)供隔离密封用的连接部件，不应作为导线的连接或分线用。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）第 5.4.3 条 5 款	钢管配线的电气线路做隔离密封。	符合
7	防爆电气设备的级别和组别不应低于该爆炸性气体环境内爆炸性气体混合物的级别和组别。	《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）第 5.2.3 条	电气设备选型符合要求。	符合
8	配电线路应装设短路保护和过负荷保护。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 6.1.1 条	设有短路保护、过负载保护和接地故障保护。	符合
9	对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。	《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）第 9.3.1 条	产生静电危险的设备和管道，均采取防静电措施。	符合
10	地上或管沟内敷设的石油天然气管道，在下列部位应设防静电接地装置：	《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）	天然气管道进出装置、爆炸危险场所边界等设有防静电接地设施。	符合

力康咨询 LIKANG CONSULTING

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	1 进出装置或设施处。 2 爆炸危险场所的边界。 3 管道泵及其过滤器、缓冲器等。 4 管道分支处以及直线段每隔200～300m 处。	第 9.3.2 条		
11	电气设备的金属外壳、金属构架、金属配线管及其配件、电缆保护管、电缆的金属护套等非带电的裸露金属部分均应接地。	《危险场所电气防爆安全规范》（AQ3009-2007）第 6.1.1.4.1 条	电气设备的金属外壳、金属构架、金属配线管及其配件、电缆保护管、电缆的金属护套等非带电的裸露金属部分均接地。	符合
12	防爆电气设备的紧固螺栓应有防松措施，无松动和锈蚀。	《危险场所电气防爆安全规范》（AQ3009-2007）第 6.1.2.4.1 条	防爆电气设备的紧固螺栓有防松措施，无松动和锈蚀。	符合
13	仪表及控制系统的外露导电部分应实施保护接地。 需要实施保护接地的现场仪表金属外壳、金属保护箱、金属接线箱应就近连接到接地网，或连接到已经接地的金属电缆槽、金属保护管、电缆铠装层、金属支架、框架、平台、围栏、设备等金属构件上。	《石油化工仪表接地设计规范》（SH/T3081-2019）第 4.1.1 条、第 4.1.7 条	仪表及控制系统的外露导电部分实施保护接地。	符合
14	金属电缆槽、电缆保护金属管应实施保护接地，应直接焊接或用接地导线就近连接到接地网或已接地的金属支架、框架、平台、围栏、设备等金属构件上，当电缆槽较长时，应多点重复接地，接地点间距不应大于 30m。	《石油化工仪表接地设计规范》（SH/T3081-2019）第 4.1.8 条	金属电缆槽、电缆保护金属管实施保护接地。	符合
15	仪表及控制系统需要进行接地的仪表信号回路，应实施工作接地。	《石油化工仪表接地设计规范》（SH/T3081-2019）第 4.2.1 条	仪表及控制系统需要进行接地的仪表信号回路实施工作接地。	符合
16	信号回路的接地应采用单点接地方式。	《石油化工仪表接地设计规范》（SH/T3081-2019）第 4.2.6 条	采用单点接地方式。	符合
17	输气站宜设置站场控制系统。站	《输气管道工程设计规	站场控制系统具备采	符合

序号	检　查　内　容	检查依据	检查记录	结论
	场控制系统宜具备下列功能： 1 采集和监控主要工艺变量和设备运行状态； 2 站场安全联锁保护； 3 工艺流程的动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询； 4 数据的采集、归档、管理以及趋势图显示，生产统计报表的生成和打印； 5 向调度控制中心发送实时数据，执行调度控制中心发送的指令。	范》 （GB50251-2015） 第 8.3.1 条	集和监控主要工艺变量和设备运行状态、安全联锁保护、动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询；数据的采纳、归档、管理以及趋势图显示。	
18	输气站紧急联锁应具备下列功能： 1 紧急截断阀关闭； 2 紧急放空阀打开； 3 切断除消防系统和应急电源以外的供电电源。	《输气管道工程设计规范》 （GB50251-2015） 第 8.3.3 条	设有紧急截断阀关闭；紧急放空阀打开；断消除系统和应急电源以外的供电电源功能。	符合
19	在生产或使用可燃气体及有毒气体的生产设施及储运设施的区域内，泄漏气体中可燃气体浓度可能达到报警设定值时，应设置可燃气体探测器；泄漏气体中有毒气体浓度可能达到报警设定值时，应设置有毒气体探测器；既属于可燃气体又属于有毒气体的单组分气体介质，应设有毒气体探测器；可燃气体与有毒气体同时存在的多组分混合气体，泄漏时可燃气体浓度和有毒气体浓度有可能同时达到报警设定值，应分别设置可燃气体探测器和有毒气体探测器。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》 （GB/T50493-2019） 第 3.0.1 条	首站工艺区、大石桥分输站工艺区、各阀室均设置可燃气体报警器。	符合
20	可燃气体和有毒气体的检测报警应采用两级报警。同级别的有毒气体和可燃气体同时报警时，有毒气体的报警级别应优先。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》 （GB/T50493-2019） 第 3.0.2 条	可燃气体的检测报警采用两级报警。	符合
21	可燃气体和有毒气体检测报警信号应送至有人值守的现场控	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计	可燃气体检测报警信号送至有人值守的控	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	制室、中心控制室等进行显示报警；可燃气体二级报警信号、可燃气体和有毒气体检测报警系统报警控制单元的故障信号应送至消防控制室。	标准》（GB/T50493-2019）第 3.0.3 条	制室。	
22	控制室操作区应设置可燃气体和有毒气体声、光报警。现场区域报警器宜根据装置占地的面积、设备及建构筑物的布置、释放源的理化性质和现场空气流动特点进行设置，现场区域警报器应有声、光报警功能。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 3.0.4 条	控制室操作区、现场工艺区的可燃气体报警器具有声、光报警功能。	符合
23	需要设置可燃气体、有毒气体探测器的场所，宜采用固定式探测器；需要临时检测可燃气体、有毒气体的场所，宜配备移动式气体探测器。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 3.0.6 条	采用固定式可燃气体报警器，并配备便携式探测器。	符合
24	可燃气体和有毒气体检测报警系统的气体探测器、报警控制单元、现场警报器等的供电负荷，应按一级用电负荷中特别重要的负荷考虑，宜采用 UPS 电源装置供电。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 3.0.9 条	采用 UPS 电源供电。	符合
25	检测可燃气体和有毒气体时，探测器探头应靠近释放源，且在气体、蒸气易于聚集的地点。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 4.1.4 条	可燃气体报警器探头位置符合要求。	符合
26	探测器应安装在无冲击、无振动、无强电磁场干扰、易于检修的场所，探测器安装地点与周边工艺管道或设备之间的净空不应小于 0.5m。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 6.1.1 条	可燃气体探测器安装在无冲击、无振动、无强电磁场干扰、易检修的场所。	符合
27	检测比空气重的可燃气体或有毒气体时，探测器的安装高度宜距地坪（或楼地板）0.3m~0.6m；检测比空气轻的可燃气体或有毒气体时，探测器的安装高度宜在释放源上方 2.0m 内。检测比空气略重的可燃气体或有毒气体时，探测器的安装高度宜在释	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 6.1.1 条	可燃气体探测器的安装高度在释放源上方 2.0m 内。	符合

序号	检　查　内　容	检查依据	检查记录	结论
	放源下方 0.5m~1.0m；检测比空气略轻的可燃气体或有毒气体时，探测器的安装高度宜高出释放源 0.5m~1.0m。			
28	可燃气体和有毒气体检测报警系统人机界面应安装在操作人员常驻的控制室等建筑物内。	《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）第 6.2.1 条	可燃气体检测报警系统人机界面安装在控制室内。	符合
29	站场值班室应设火警电话，火警电话宜为公网直拨电话或消费部门专用火警系统电话。	《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）第 9.0.9 条	站场值班室应设火警电话。	符合
30	灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点，且不应影响人员安全疏散。当确需设置在有视线障碍的设置点时，应设置指示灭火器位置的醒目标志。	《消防设施通用规范》（GB55036-2022）第 10.0.4 条	灭火器配置符合要求。	符合

小结：公辅设施单元共设 30 项检查内容，均符合要求。

5.4 安全管理单元

采用安全检查表法对其安全管理单元进行安全评价。具体评价结果，见表 5.4-1。

表 5.4-1 安全管理检查表

序号	检　查　内　容	检查依据	检查记录	结论
1	生产经营单位的全员安全生产责任制应当明确各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容。	《中华人民共和国安全生产法》第 22 条	该公司制定了全员安全生产责任制。	符合
1	生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。	《中华人民共和国安全生产法》第 23 条	该公司具有安全生产条件所需的资金投入，与安全投入提取和使用记录。	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
2	矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。	《中华人民共和国安全生产法》第 24 条	该公司设置了安全生产管理机构，配备了安全管理人员。	符合
3	生产经营单位的安全生产管理机构以及安全生产管理人员应当恪尽职守，依法履行职责。	《中华人民共和国安全生产法》第 26 条	该公司主要负责人和安全管理人员依法履行职责。	符合
4	生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。	《中华人民共和国安全生产法》第 27 条	该公司主要负责人和安全生产管理人员取得相关证书。	符合
5	生产经营单位应当对从业人员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。 生产经营单位使用被派遣劳动者的，应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理，对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。	《中华人民共和国安全生产法》第 28 条	从业人员经安全生产培训合格后上岗。 派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理。	符合
6	生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得相应资格，方可上岗作业.	《中华人民共和国安全生产法》第 30 条	特种作业人员取得相应安全作业培训，取得资格证书。	符合
7	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《中华人民共和国安全生产法》第 35 条	有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置了安全警示标志。	符合
8	安全设备的设计、制造、安装、	《中华人民共和国安	安全阀、压力表等定期检	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	使用、检测、维修、改造和报废，应当符合国家标准或者行业标准。 生产经营单位必须对安全设备进行经常性维护、保养，并定期检测，保证正常运转。维护、保养、检测应当作好记录，并由有关人员签字。	全生产法》 第 36 条	测。	
9	生产经营单位应当建立安全风险分级管控制度，按照安全风险分级采取相应的管控措施。 生产经营单位应当建立健全并落实生产安全事故隐患排查治理制度，采取技术、管理措施，及时发现并消除事故隐患。事故隐患排查治理情况应当如实记录，并通过职工大会或者职工代表大会、信息公示栏等方式向从业人员通报。其中，重大事故隐患排查治理情况应当及时向负有安全生产监督管理职责的部门和职工大会或者职工代表大会报告。	《中华人民共和国安全生产法》 第 41 条	该公司每年进行安全隐患排查治理工作。	符合
10	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》 第 45 条	该公司为从业人员提供劳动防护用品。	符合
11	生产经营单位应当安排用于配备劳动防护用品、进行安全生产培训的经费。	《中华人民共和国安全生产法》 第 47 条	该公司保障用于配备劳动防护用品、进行安全生产培训的经费。	符合
12	生产经营单位应当制定本单位生产安全事故应急救援预案，与所在地县级以上地方人民政府组织制定的生产安全事故应急救援预案相衔接，并定期组织演练。	《中华人民共和国安全生产法》 第 81 条	该公司制定了安全生产事故应急预案，与营口市生产安全事故应急预案衔接。	符合
13	危险物品的生产、经营、储存、运输单位以及矿山、金属冶炼、城市轨道交通运营、建筑施工单位应当配备必要的应急救援器	《中华人民共和国安全生产法》 第 82 条	该公司配备了应急救援器材、设备和物质。	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	材、设备和物资，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。			
14	特种设备在投入使用前或者投入使用后 30 日内，特种设备使用单位应当向直辖市或者设区的市的特种设备安全监督管理部门登记。登记标志应当置于或者附着于该特种设备的显著位置。	《特种设备安全 监察条例》第 25 条	在用特种设备已登记。	符合
15	特种设备使用单位应当对在用特种设备的安全附件、安全保护装置、测量调控装置及有关附属仪器仪表进行定期校验、检修，并作出记录。	《特种设备安全 监察条例》第 27 条	压力表、安全阀等定期校验。	符合
16	锅炉、压力容器、电梯、起重机械、客运索道、大型游乐设施、场(厂)内专用机动车辆的作业人员及其相关管理人员(以下统称特种设备作业人员)，应当按照国家有关规定经特种设备安全监督管理部门考核合格，取得国家统一格式的特种作业人员证书，方可从事相应的作业或者管理工作。	《特种设备安全 监察条例》第 38 条	特种设备作业人员和管理人员取得相关证书。	符合
17	投入使用后的雷电防护装置应当根据国家有关建筑物防雷标准实行定期检测制度。雷电防护装置应当每年检测一次，对爆炸和火灾危险环境场所的雷电防护装置应当每半年检测一次。	《防雷减灾管理 办法》第 13 条	雷电防护装置没半年定期检测一次。	符合
18	生产经营单位应当制定本单位的应急预案演练计划，根据本单位的事故风险特点，每年至少组织一次综合应急预案演练或者专项应急预案演练，每半年至少组织一次现场处置方案演练。	《生产事故应急预案管理办法》第 33 条	该公司定期进行演练。	符合
19	应急预案演练结束后，应急预案演练组织单位应当对应急预案演练效果进行评估，撰写应急预案演练评估报告，分析存在的问	《生产事故应急预案管理办法》第 34 条	演练结束后编制了演练总结和评估报告。	符合

序号	检 查 内 容	检查依据	检查记录	结论
	题，并对应急预案提出修订意见。			
20	从事危险化学品经营的企业应当具备下列条件： (一)有符合国家标准、行业标准的经营场所，储存危险化学 品的，还应当有符合国家标准、行业标准的储存设施； (二)从业人员经过专业技术培训并经考核合格； (三)有健全的安全管理规章制度； (四)有专职安全管理人员； (五)有符合国家规定的危险化学品事故应急预案和必要的应急救援器材、设备； (六)法律、法规规定的其他条件。	《危险化学品安全管理条例》第 13 条	该公司具有经营条件。	符合
21	管道运营期周期性地进行高后果区识别，识别时间间隔最长不超过 18 个月。当管道及周边环境发生变化，及时进行高后果区更新。	《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第 4.5 条	2025 年 7 月 18 日编制了《“仙大线”98 公里长输管道高后果区识别报告（2025 年）》，目前在有效期内，已开展 2026 年高后果区识别工作。	符合
22	运营阶段应将高后果区管道作为重点管理段。	《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第 6.3.2 条	已将高后果区管道作为重点管理段。	符合
23	管道高后果区识别可采用地理信息系统识别或现场调查。在高后果区识别报告中应明确所采用的方法。	《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第 6.4.1 条	高后果区识别采用现场调查。	符合
24	应定期进行清管作业，保持管道的可检测性。管道内检测前应进行清管。	《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第 8.2.2.4 条	定期进行清管作业。	符合
25	应通过开挖验证，判断检测结果是否达到了合同中所约定的检测精度。评价方法按照 SY/T 6825 执行。	《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）第 8.2.5.1 条	长输管道检测采用开挖验证。	符合

力康咨询 LIKANG CONSULTING

小结：安全管理单元共设 25 项检查内容，均符合要求。

5.5 重大生产安全事故隐患单元

重大生产安全事故隐患安全检查，见表 5.5-1。

序号	检查内容	检查依据	检查记录	结论
1	危险化学品生产、经营单位主要负责人和安全生产管理人员未依法经考核合格。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 1 条	主要负责人和安全生产管理人员经考核合格。	符合
2	特种作业人员未持证上岗。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 2 条	特种作业人员持证上岗。	符合
3	涉及“两重点一重大”的生产装置、储存设施外部安全防护距离不符合国家标准要求。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 3 条	工艺装置与长输管线涉及的安全防护距离符合国家标准要求。	符合
4	涉及重点监管危险化工工艺的装置未实现自动化控制，系统未实现紧急停车功能，装备的自动化控制系统、紧急停车系统未投入使用。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 4 条	不涉及	无关
5	构成一级、二级重大危险源的危险化学品罐区未实现紧急切断功能；涉及毒性气体、液化气体、剧毒液体的一级、二级重大危险源的危险化学品罐区未配备独立的安全仪表系统。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 5 条	不涉及	无关
6	全压力式液化烃储罐未按国家标准设置注水措施。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 6 条	不涉及	无关
7	液化烃、液氨、液氯等易燃易爆、有毒有害液化气体的充装未使用万向管道充装系统。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定	不涉及	无关

		标准（试行）》第 7 条		
8	光气、氯气等剧毒气体及硫化氢气体管道穿越除厂区（包括化工园区、工业园区）外的公共区域。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 8 条	不涉及	无关
9	地区架空电力线路穿越生产区且不符合国家标准要求。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 9 条	无架空电力线路穿越生产区。	符合
10	在役化工装置未经正规设计且未进行安全设计诊断。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 10 条	经正规设计。	符合
11	使用淘汰落后安全技术工艺、设备目录列出的工艺、设备。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 11 条	未使用淘汰落后安全技术工艺、设备。	符合
12	涉及可燃和有毒有害气体泄漏的场所未按国家标准设置检测报警装置，爆炸危险场所未按国家标准安装使用防爆电气设备。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 12 条	按国家标准设置检测报警装置，爆炸危险场所按国家标准安装使用防爆电气设备。	符合
13	控制室或机柜间面向具有火灾、爆炸危险性装置一侧不满足国家标准关于防火防爆的要求。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 13 条	控制室满足防火防爆的要求。	符合
14	化工生产装置未按国家标准要求设置双重电源供电，自动化控制系统未设置不间断电源。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 14 条	设置双重电源供电，自控系统设置 UPS 电源。	符合
15	安全阀、爆破片等安全附件未正常投用。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 15 条	安全阀等安全附件均正常投用。	符合

16	未建立与岗位相匹配的全员安全生产责任制或者未制定实施生产安全事故隐患排查治理制度。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 16 条	已建立与岗位相匹配的全员安全生产责任制，且制定实施生产安全事故隐患排查治理制度。	符合
17	未制定操作规程和工艺控制指标。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 17 条	已制定操作规程和工艺控制指标。	符合
18	未按照国家标准制定动火、进入受限空间等特殊作业管理制度，或者制度未有效执行。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 18 条	已按照国家标准制定动火、进入受限空间等特殊作业管理制度，且制度均有效执行。	符合
19	新开发的危险化学品生产工艺未经小试、中试、工业化试验直接进行工业化生产；国内首次使用的化工工艺未经过省级人民政府有关部门组织的安全可靠性论证；新建装置未制定试生产方案投料开车；精细化工企业未按规范性文件要求开展反应安全风险评估。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 19 条	不涉及	无关
20	未按国家标准分区分类储存危险化学品，超量、超品种储存危险化学品，相互禁配物质混放混存。	《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》第 20 条	按国家标准分区分类储存危险化学品。	符合

小结：该项目重大生产安全事故隐患安全检查表共设 20 项检查项，有 14 符合要求，6 项无关。

6 安全对策措施与建议

本评价报告遵照国家有关法律法规规定，对长输管道储运天然气进行了危险、危害因素分析等评价工作，同时根据现场检查情况，对企业提出相应的安全对策措施与建议。

6.1 应重点落实建议

1、中海油辽宁天然气有限责任公司应严格按照国家危险化学品安全管理要求制定和落实各项职能和制度，保证现有管理制度、人员及设备设施符合国家有关规定要求。

2、中海油辽宁天然气有限责任公司应关注所辖管道的安全防范工作，重点防范第三方破坏、地质灾害、洪水和管道本体内外腐蚀的风险，结合实际情况配备必要的应急装备。通过警示、告知等多种方式，让管道周边群众熟知管道意外事故的危险性及可能造成的伤害。

3、火灾、泄漏、可燃气体爆炸是长输管道及站场安全运行后果最严重的危险因素，主要负责人作为安全生产的第一责任者，应切实落实各项安全管理制度，严格执行作业票审批程序，消除违章指挥、违章作业行为。做好站场、管道工程设备设施的维护保养工作，杜绝各类跑、冒、滴、漏现象，特种设备、强检设备应按规范要求定期进行质量检验，定期进行隐患排查工作，消除隐患，并做好记录。

4、加强对管道沿线群众对《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传教育，使其认识到占压的危害性，杜绝在管道两侧 5m 范围内从事种植乔木、灌木、藤类、芦苇或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防

腐层的深根植物；取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物等危及管道安全的违法行为。

管道单位应与相关单位和人员协商，采取措施及时清理管道占压，保护管道安全运行。积极做好防恐反恐工作，确保沿线站场及工艺管道安全。

5、不断完善各类事故应急预案，在实际的演练过程中增强预案的可操作性。通过事故报警、信息传递、奔赴现场、工具护具装备使用、伤员救助、协作单位配合等具体的应急环节检验人员的素质和装备资源的可用性。演练结束后应从策划、组织、演练及总结落实演练效果，并做好记录和提出改进措施。定期与高后果区内沿线政府、村委及特定场所、易燃易爆场所等单位开展联合应急演练，掌握紧急情况下的应对措施，提升应急响应能力。

6、定期全面开展管道监测检验。对发现的缺陷点按照风险程度分期进行修复。做好高后果区内管道本体腐蚀控制工作，定期对阴极系统进行维护保养，确保阴极保护系统设备运行完好。定期对管地电位进行检测分析，识别、测试和减缓杂散电流对管道的影响，确保阴极保护有效。对存在腐蚀风险的高后果区设置腐蚀挂片等装置进行管道腐蚀速率监测，确保管道腐蚀速率满足国标要求。

7、应加强对管道标志设置的管理，并定期检查。并加强管道设施的保护措施，增加人员密集地区或对管道有损坏危险地区的标志设置及巡线检查。

8、每年的汛期前后，输气管道的管理单位应对穿越河流管道段进行安全检查，发现不满足防洪要求的穿越河流管段应及时进行加固或敷设备用管

段。

6.2 提升建议

1、加强巡检和管道保护宣传。及时更新巡检系统中高后果区信息，将高后果区管段设为巡检必经点，每天至少巡检两次，并对巡检情况进行监督和考核。积极探索高新技术运用，采用智能监控、光纤预警、次声波预警、无人机巡护等多种手段实时监测，以保证及时发现隐患及时消除。有针对性的开展管道保护宣传。与高后果区内的人员密集场所、特定场所负责人建立联系，在高后果区醒目位置张贴安全宣传标语和宣传广告牌，联合高后果区管段所在县区、镇街、村委每半年至少开展一次管道保护宣传活动，采用有线电视、广播、宣传车、张贴通告等多种形式，宣传《石油天然气管道保护法》等法律法规，营造舆论导向，提高广大人民群众知法、守法的自觉性和保护意识。

2、强化第三方施工活动管理。根据地形和环境，加大高后果区的警示标识设置密度，保证其通视性。标识内容要突出宣传、告知等作用，并定期向周边单位和群众进行宣传讲解。严格按照《石油天然气管道保护法》要求进行第三方施工审批，编制切实可行的管道保护方案和施工方案，经过专家评审和管道保护主管部门批准，签订安全防护协议后方可施工。现场施工时做好标识、警戒、围控等措施，安排专业人员进行点对点监护，确保管道安全。

3、结合报告内三年隐患台账，增加同类隐患的预防性管控措施（仪表强检计划、接地系统定期排查、电缆线路巡检）。

4、依据法规文件严控高后果区增量。在处理增量高后果区事件时，一定要秉承“三及时原则”。及时发现：发现管道两侧各 200 m 范围内施工规划信息，若存在地区等级升级或新增高后果区趋势，要及时收集建设图纸、建设方案等资料，了解项目主管部门、设计单位、施工单位、规划施工时间等信息。及时报告：收集到以上信息后，要第一时间以正式函件向当地管道保护主管部门报告，要求管道保护主管部门对管道周边的建设项目进行干预或制止。及时处置：按程序及时处置增量高后果区形成，处置过程中留存相关处置证据，保护自身合法权益。如：送达、接收的文件，收文回执，会议纪要，会议签到表等，必要时要留存送达文件时的影像资料。

5、加强无人值守阀室门禁、周界报警、远程通讯运维管控。

6、管道运营期周期性地进行高后果区识别，识别时间间隔最长不超过 18 个月。当管道及周边环境发生变化，及时进行高后果区更新。

7、定期审核管道完整性管理方案以确保高后果区管段完整性管理的有效性。必要时应修改完整性管理方案以反映完整性评价等工作中发现的新的运行要求和经验。

力康咨询 LIKANG CONSULTING

7 评价结论

7.1 主要危险有害因素评价结果

1、该项目辨识出的主要危险有害因素为火灾、泄漏、可燃气体爆炸、容器爆炸、管道爆炸、中毒、窒息、触电、厂（场）内车辆致害、道路（轨道）车辆致害、高处坠落、物体打击、跌落、其他伤害。

2、该项目输送的天然气为重点监管危险化学品，该项目不构成危险化学品重大危险源，原液化厂装置已停产，重大危险源已核销。

3、该项目不存在重大事故隐患。

7.2 定性定量分析结果

1、通过采用安全检查表评价对中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气工艺过程、相关设备、设施及配套设施等进行现场检查，对照《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）等法律法规以及国家或行业规范和标准，符合要求。

2、采用事故树方法分析，外力破坏、违章作业、安装质量、设备故障是造成管线气体泄漏事故发生的最重要因素。其次，外防腐层失效亦是造成管线天然气泄漏的重要原因之一。

3、采用管道分析法，穿越高后果区管道泄漏风险较管线泄漏风险大。因此，应注意穿越点的巡线、安全管理，确保安全措施的落实。

7.3 安全评价结论

中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气的工艺成熟、管道防腐保温及阴极保护、线路附属设施以及相关安全设施较齐全。因此，中海油辽宁天然气有限责任公司长输管道（98km）储运天然气**符合安全生产条件。**

力康咨询
LIKANG CONSULTING

附件目录

（1）营业执照

（2）危险化学品经营许可证

（3）安全管理机构及安全管理人员任命文件

（4）主要负责人和安全管理人员证书（抽取）

（5）特种作业人员证书（抽取）

（6）特种设备作业人员（抽取）

（7）压力容器检验报告（抽取）

（8）长输管道检验证明

（9）压力管道定期检验报告（抽取）

（10）压力表检定报告（抽取）

（11）安全阀校验报告（抽取）

（12）可燃气体报警器检定报告（抽取）

（13）高后区识别报告

（14）应急演练记录

（15）防雷防静电检测报告

（16）应急预案发布、应急预案审核意见

（17）重大危险源核销凭证

（18）液化装置报停及资产处置申请及批复

（19）安全投入预算表

（20）长输管道事故抢险抢修服务合同

力康咨询 LIKANG CONSULTING

（21）阴极保护测试记录

（22）液化厂总平面布置图

（23）大石桥分输站设备布置图

（24）管道位置示意图

力康咨询
LIKANG CONSULTING